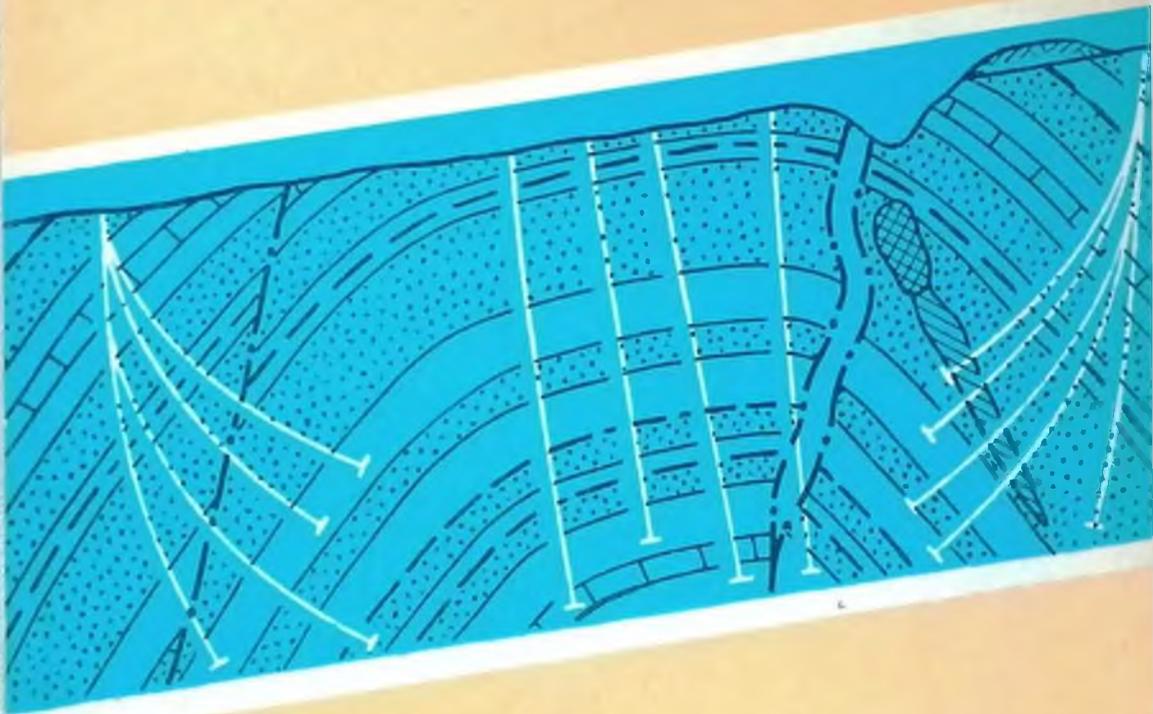


622.24

М 80

Ю. Т. Морозов

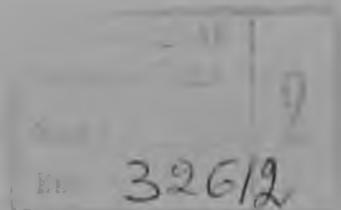


**БУРЕНИЕ
НАПРАВЛЕННЫХ
И МНОГОСТВОЛЬНЫХ
СКВАЖИН
МАЛОГО ДИАМЕТРА**

77 2005
Ю. Т. Морозов

622.24
М 80

**Бурение
направленных
и многоствольных
скважин
малого диаметра**



ЛЕНИНГРАД
„НЕДРА“
ЛЕНИНГРАДСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
1976

Морозов Ю. Т. Бурение направленных и многоствольных скважин малого диаметра. Л., «Недра», 1976. 215 с.

В книге выясняются причины искривления скважин и даются некоторые теоретические представления о механизме и закономерностях искривления скважин при алмазном бурении. Впервые систематизированы и описаны технические средства для искусственного искривления скважин малого диаметра с естественного и искусственного забоев; значительное место уделено технологии бурения направленных и многоствольных скважин при использовании наиболее рациональных технических средств, определению вероятности проведения скважин по их проектным профилям, а также методам разведки месторождений многоствольными скважинами; даны зависимости для оценки экономической эффективности различных технических средств и технологий.

Книга предназначена для инженеров и техников по бурению геологоразведочных скважин. Кроме того, она может быть использована студентами геологоразведочных вузов и техникумов и слушателями курсов повышения квалификации инженерно-технических кадров.

Табл. 22, ил. 62, список лит. 66 назв.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	4
Глава 1. Основные сведения об искривлении скважин	7
Глава 2. Причины и закономерности искривления скважин алмазного бурения	11
Причины искривления скважин	—
Основы механизма искривления скважин алмазного бурения	16
Закономерности естественного искривления скважин алмазного бурения	27
Глава 3. Технические средства для искусственного искривления направленных и многоствольных скважин малого диаметра	51
Технические средства для забуривания нового ствола скважины	54
Технические средства для искусственного искривления скважин с естественного забоя	67
Зарубежные технические средства для искусственного искривления скважин малого диаметра	93
Сравнительная оценка технических средств для искусственного искривления скважин	98
Глава 4. Методы и аппаратура для ориентации искусственных отклонителей и отбора ориентированных кернов в скважинах малого диаметра	106
Методы определения основных параметров установки отклонителей в скважинах	107
Аппаратура для ориентации искусственных отклонителей в скважинах	111
Технические средства и методы отбора ориентированных кернов	120
Глава 5. Методика и технология бурения направленных скважин	128
Методика расчета профилей скважин	129
Определение величин действительных отклонений скважин от проектного профиля	137
Оценка вероятности проведения скважин по проектному профилю	141
Некоторые технологические приемы регулирования кривизны направленных скважин алмазного бурения	147
Методика и технология искусственного искривления скважин	159
Глава 6. Методика и технология бурения многоствольных скважин	176
Разведка месторождений полезных ископаемых многоствольными скважинами	177
Методика и технология бурения	196
Методика оценки технико-экономической эффективности различных технических средств и технологии искусственного искривления скважин	208
Список литературы	212

ПРЕДИСЛОВИЕ

Значительный рост промышленного производства Советского Союза вызывает все большее ежегодное потребление всех видов минерального сырья. Это определяет необходимость постоянно увеличивать объемы разведанных запасов полезных ископаемых, поэтому расширение поисков и разведки месторождений осуществляется не только в новых районах страны, но и на больших глубинах, прежде всего в районах действующих горных предприятий, а также в районах, наиболее экономически выгодных для промышленного их освоения. Кроме того, основное направление технического прогресса при поисках и разведке месторождений полезных ископаемых — снижение материальных и трудовых затрат (в том числе и буровых работ) на каждую тонну разведанных запасов при одновременном повышении качества и достоверности геологической информации.

Наиболее достоверная информация о минерало-петрографическом составе горных пород, структуре и морфологии зон полезного ископаемого, о составе и распределении в них полезных компонентов и другие геологические сведения при поисках и разведке месторождений, особенно залегающих в земных недрах на значительных глубинах, все еще обеспечиваются главным образом в результате бурения колонковых скважин. Наиболее характерными особенностями колошечного разведочного бурения в настоящее время является постоянный рост глубин поисково-разведочных скважин, что является следствием постоянного роста глубин «этажей» полностью опробованных месторождений, а также снижение диаметров скважин, что обеспечивает значительное сокращение стоимости 1 м бурения.

Вместе с тем постоянный рост глубин и снижение диаметров скважин сопровождаются все более интенсивным их искривлением. Это приводит к нарушениям разведочных сеток скважин. Отклонения забоев скважин от проектных точек этих сеток нередко достигают 200 м и более, что приводит к невыполнению геологических заданий, пропуску зон полезного ископаемого и к необхо-

димости повторного бурения ряда скважин. Кроме того, удлиняется профиль скважины и в результате излишне увеличиваются объемы буровых работ наиболее глубоких и поэтому дорогостоящих интервалов скважин (их повторное бурение особенно убыточно); механическая скорость и производительность бурения глубоких интервалов сильно искривленных скважин резко сокращаются; для бурения таких скважин необходимо использовать более мощное буровое оборудование и т. п.

При бурении колонковых скважин алмазным, твердосплавным и другим породоразрушающим инструментом малого диаметра на ряде месторождений искривления стволов весьма значительны и нередко достигают $1,5 - 2,5^\circ$ на 10 м (например, некоторые месторождения Рудного Алтая, Урала и др.).

В настоящее время в Советском Союзе в горных породах VI—XII категорий по буримости проходится более 9 млн. м скважин глубиной от 300 до 2500 м, из них около половины имеют диаметр 76 мм и менее. Проходка многих из них также связана с указанными выше осложнениями.

Для сохранения заданной плотности разведочной сети при разведке месторождений каждую скважину малого диаметра необходимо бурить строго в соответствии с ее проектным профилем, т. е. каждая скважина должна быть направленной и пробурена с такой точностью, чтобы отклонение ее ствола от заданной точки разведочной сети не превышало допустимой величины. С наименьшими технико-экономическими затратами это можно сделать только в случае, когда известны механизм и закономерности естественного искривления скважин при различных видах бурения на каждом месторождении. Их изучение позволит строить профили с учетом направления и интенсивности искривления скважин, рассчитывать вероятные величины их отклонений, заранее устанавливать рациональные меры предупреждения и искусственного исправления искривленных скважин, интервал и объем возможного применения этих мер.

В настоящее время многие из указанных задач успешно выполняются. Сотрудниками Всесоюзного научно-исследовательского института методики и техники разведки (ВИТР), Восточно-Казахстанского геологического управления (ВКГУ), Института минеральных ресурсов (ИМР), Томского политехнического института (ТПИ) и других организаций изучались закономерности искривления скважин малого диаметра; ВИТР совместно с Норильской экспедицией Красноярского территориального геологического управления (КрТГУ) разработана и широко внедрена технология бурения глубоких направленных и многоствольных скважин при разведке Талнахского и Октябрьского медно-никелевых месторождений, с Северо-Западным территориальным геологическим управлением (СЗТГУ) — месторождений Кольского полуострова и др.; широко и с успехом осуществляется бурение направленных и многоствольных скважин при разведке Никитовского месторождения

(рис. 1, б). В зависимости от выбора начального направления отсчета азимут может быть истинным или магнитным, а также условным. В первом случае отсчет ведется от географического, во втором — от магнитного меридиана, в третьем — от направления на произвольно взятый репер, географические координаты которого известны.

Под осью скважины могут подразумеваться два понятия:

1) действительная ось — это геометрическое место точек центра разрушаемого забоя, перемещающегося при углубке скважины.

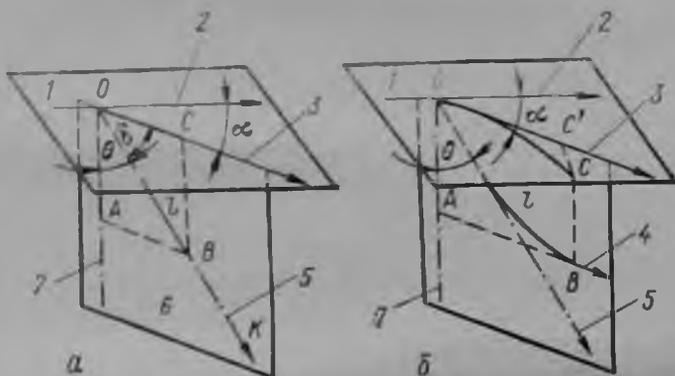


Рис. 1. Элементы пространственного положения скважины.

Искривление скважины: а — плоскостное, б — пространственное.

1 — горизонтальная плоскость, 2 — ориентировочное и 3 — заданное направления; 4 — ось искривленной и 5 — проектируемой скважины; 6 — вертикальная плоскость, 7 — вертикаль; OB — скважина; OA — вертикальная, OC — горизонтальная проекция скважины; θ и α — зенитный и азимутальный углы искривленной скважины.

Она представляет собой плоскую или пространственную кривую с локальными перегибами незначительных амплитуд, отображающую собой фактическую форму ствола скважины;

2) приближенная ось, фиксируемая инклинометрической аппаратурой, отображает общее пространственное искривление ствола и носит название трассы скважины. Она представляет собой сглаженную по сравнению с действительной осью плоскую или пространственную линию, состоящую из отрезков прямых и простых дуг, примыкающих друг к другу. В дальнейшем под термином «ось» или «трасса» будет подразумеваться приближенная ось.

Вертикальная плоскость, касательная к оси наклонной скважины в данной точке оси, называется апсидальной плоскостью скважины.

Изменение только зенитных углов в процессе бурения скважины вызывает ее зенитное искривление, оно происходит только в одной — вертикальной — плоскости, и через ось такой скважины можно провести только одну апсидальную плоскость. Изменение только азимутальных углов вызывает азимутальное искривление скважин.

Практически при искривлении скважин происходит совместное изменение зенитных и азимутальных углов, что вызывает про-

странственное или общее искривление скважин; положение их криволинейных осей в пространстве называется трассой скважины, которую часто на практике называют профилем. Пространственно искривленные скважины имеют множество апсидальных плоскостей. Все скважины, пробуренные по плоскостной или пространственной криволинейной оси, являются искривленными.

Таким образом, под искривлением скважины следует понимать изменение направления оси скважины в пространстве по отношению к ее начальному положению, заданному при заложении скважины на дневной поверхности. (Иногда под термином «искривление» неверно понимают расхождение между фактической и проектной трассами скважины. В результате при разбуривании скважины строго по проектной криволинейной трассе она оказывается якобы неискривленной.) Расхождение между действительным положением (осью) скважины и ее проектной прямолинейной или криволинейной трассой в любой данной точке ствола следует называть отклонением скважины от проектной трассы.

Искривления скважин подчиняются определенным зависимостям. Многие из них имеют достаточно стабильный, постоянно повторяющийся характер и могут считаться закономерными; другие имеют случайный, не постоянный характер, их повторяемость и величины не стабильны, т. е. устанавливаются лишь с низкой степенью вероятности и являются незакономерными.

В общем случае любое непреднамеренное искривление скважин, происходящее из-за непостоянства физико-механических, структурных и других свойств горных пород (геологические факторы) и технологических режимов их бурения, состава колонковых наборов и т. п. (технологические факторы), действующих раздельно или совместно, может быть названо естественным искривлением скважин. Изменение положения оси скважины в пространстве при применении специальных отклонителей или в результате заранее заданного изменения технологических режимов бурения и состава компоновок колонкового набора и т. п. называется искусственным искривлением скважины.

Изменение трассы скважины характеризуется ее кривизпой, что количественно определяется по изменению ее зенитных и азимутальных углов. Степень происходящего при этом искривления скважины характеризуется интенсивностью искривления i , которая представляет собой приращение величины зенитного $\pm \Delta\theta$ или азимутального $\pm \Delta\alpha$ углов на единицу длины определенного интервала l ствола скважины: 1, 10, 25, 100 м.

$$i_{\theta} = (\theta_n - \theta_0) / l = \Delta\theta / l, \quad (1)$$

$$i_{\alpha} = (\alpha_n - \alpha_0) / l = \Delta\alpha / l. \quad (2)$$

Интенсивность азимутального искривления является условной характеристикой искривления скважин, так как она в существенной степени зависит от величин зенитных углов на рассматриваемом

интервале ствола; при прочих равных условиях ее величина тем больше, чем меньше зенитный угол на данном интервале скважины.

При искривлении скважины ее криволинейная ось может представлять собой дугу окружности или совокупность дуг. Средняя кривизна K такой дуги является величиной, обратной ее радиусу R :

$$K_{\text{ср}} = 1/R. \quad (3)$$

$$R = 360^\circ / 2\pi i = 57,32/i = 57,32 \Delta l / \Delta \theta, \quad (4)$$

где Δl — длина дуги окружности, м.

Практически искривления колонковых скважин только в одной плоскости происходят сравнительно редко, а обычно они имеют пространственные искривления, при которых изменяются как зенитные, так и азимутальные углы ствола скважины. В этом случае количественная оценка интенсивности искривления скважины должна осуществляться по суммарному или общему изменению зенитных и азимутальных углов (характеристика только азимутального искривления, как сказано выше, является условной).

Общее изменение искривления скважины на интервале l ствола определяется из следующих выражений:

по С. С. Сулакшину

$$\cos \sigma = \cos \theta_B \cos \theta_O - \sin \theta_B \sin \theta_O \cos \Delta \alpha, \quad (5)$$

по А. Лубинскому

$$\sigma = 2 \arcsin \left(\sin^2 \frac{\Delta \theta}{2} + \sin^2 \frac{\Delta \alpha}{2} \sin \theta_O \sin \theta_B \right)^{1/2}, \quad (6)$$

При поисках и разведке месторождений полезных ископаемых каждая скважина проходится для выполнения определенного геологического задания в определенном пункте разведочной сети и поэтому должна быть пробурена строго в соответствии с ее проектной трассой, т. е. быть направленной. Обычно в геологоразведочной практике предусматривается проведение скважины по вертикальным, наклонным и вертикально-наклонным профилям, реже проходится горизонтальные и восстающие скважины. Первые могут быть как одноствольными, так и многоствольными, вторые, как правило, только одноствольными. Под многоствольными подразумеваются скважины, у которых из одного ствола, называемого основным, забуривается один или несколько новых стволов, называемых дополнительными, и которые в свою очередь также могут иметь дополнительные стволы. Стволы всех названных типов скважин обычно имеют пространственное, значительно реже — плоскостное искривление и очень редко прямолинейны (не искривлены).

ПРИЧИНЫ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН АЛМАЗНОГО БУРЕНИЯ

ПРИЧИНЫ ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН

Искривление скважин происходит по разным причинам. При бурении направленных и многоствольных скважин следует знать, какими причинами вызывается конкретное искривление, и выделять из них основные, определяющие характер искривления скважин на данном месторождении и его участке, и второстепенные, влияние которых менее значительно. Изучение последних также необходимо, так как при изменении геологоструктурных условий разведываемого месторождения или состава компоновок снаряда и технологии бурения ранее второстепенные причины искривления скважин могут стать преобладающими. Различные причины, определяющие характер искривления скважин, требуют соответственно различных мер борьбы с ними.

Все известные причины искривления скважин разделяются на три группы: технические, технологические, геологические.

Технические причины

К группе технических причин следует отнести все факторы, которые вызывают отклонение стволов колонковых скважин от их проектного направления непосредственно от самого устья скважины вследствие неправильной сборки и установки бурового оборудования при его монтаже, неправильного выбора состава и применения компоновок отбурочных снарядов и т. п.

Технические причины могут быть следующими.

I. По небрежности или неопытности обслуживающего персонала:

1) недостаточная жесткость установки бурового станка на фундаменте или раме и возможность их перекоса или осадки в процессе забуривания ствола скважины;

2) отклонение оси шпинделя станка и закрепленной в нем ведущей трубы от проектного направления скважины ввиду неправильной установки станка, бурения станком с неисправным вращателем, эксцентричного закрепления ведущей трубы в шпинделе;

3) отсутствие или неправильная установка направляющей трубы, ее жесткое закрепление (особенно в рыхлых отложениях), что вызывает отклонение колонкового снаряда от проектного направления скважины;

4) неправильное забуривание проектного ствола скважины из-за неточного его заложения (отсутствие специальной аппаратуры и применение элементарных отвесов и т. п.);

5) применение колонковых наборов неправильного состава при забуривании скважины, при переходе с большего диаметра бурения скважины на меньший, при расширении меньшего диаметра на больший и т. д., что приводит к эксцентричному забуриванию скважины;

6) применение колонковых наборов при забуривании скважины, не соответствующих физико-механическим свойствам разбуриваемых горных пород (например, при недостаточной жесткости набора забуривание наклонной скважины в рыхлых породах приводит к ее выкручиванию и т. п.).

II. Из-за дефектов бурового оборудования и инструмента:

1) неперпендикулярность оси шпинделя к горизонтальному валу станка;

2) люфт шпинделя (особенно в станках с большими сроками эксплуатации);

3) эксцентричная и несоосная нарезка резьб буровых коронок, переходников, бурильных и колонковых труб и т. п.;

4) выпуск колонковых труб с овальным сечением, повышенной кривизной, неравномерной толщиной стенок, что способствует более интенсивному изгибу труб в процессе бурения скважин и др.

Технические причины оказывают наиболее интенсивное влияние на искривление скважин в приповерхностных интервалах стволов и часто вызывают особенно значительные изменения их азимутальных направлений. Впервые на это обратил внимание Н. А. Грибский. По его наблюдениям, в результате случайного наклона станка на $1^{\circ} 40'$ и последующего искривления ствола забой одной из скважин глубиной 500 м, пробуренной на Рудном Алтае, отклонился на 198 м от проектного пункта разведочной сети.

В процессе монтажных работ по установке бурового оборудования и при забуривании скважин должны быть приняты все меры по предупреждению и ликвидации перечисленных причин отклонения скважин от заданного направления, так как их последующее искривление из-за этих причин, как показывает приведенный

пример, может быть весьма значительным и поэтому является недопустимым. Так, по расчетам Н. А. Грибского, наклонные скважины, проектные зенитные углы которых при забурировании составляют 1, 3, 5, 10°, в результате случайного бокового наклона бурового станка на 1° изменяют свое азимутальное направление соответственно на 45, 18, 11, 6°, а при наклоне на 3° соответственно на 71, 45, 31, 16° [13]. Естественно, что такие скважины не выполняют проектных геологических заданий, а на исправление их пространственного положения потребуются проведение дополнительных работ большого объема.

Необходимо отметить, что установка проектного угла наклона шпинделя при монтаже бурового оборудования при использовании таких простых приспособлений, как отвес, обычный горный компас и т. п., которые все еще применяются во многих геологоразведочных партиях, осуществляется с ошибками, как правило, превышающими 1,0—1,5°. Для этих целей должны использоваться специальные высокоточные приспособления типа угломера УКП конструкции Г. Шапдалова, универсального уровня-угломера УУ-3 конструкции Н. А. Грибского и М. И. Казанского и др.

Отклонение стволов колопковых скважин от их проектного направления из-за перечисленных причин технического порядка должно свидетельствовать о неудовлетворительной организации буровых работ в данной геологоразведочной организации.

Технологические причины

К группе технологических следует отнести причины, определяемые неправильным выбором параметров режима бурения или состава колопкового набора и бурильной колонны; это приводит к неравномерной передаче породоразрушающим инструментом осевых и других усилий на поверхность забоя и стенки скважины и их неравномерному разрушению из-за перекоса или изгиба колонковой трубы в стволе скважины и ее вращению вокруг собственной оси, не совпадающей с осью скважины.

Технологические причины действуют во всех горных породах любого физического состава и состояния и вызывают искривление скважины непосредственно в процессе ее бурения. Под действием только технологических причин искривление скважин происходит в изотропных и слабо анизотропных породах. Интенсивность искривления скважин алмазного бурения в таких породах обычно сравнительно невелика, так как колонковый снаряд чаще вращается вокруг оси скважины, скатываясь по стенкам ее ствола.

Технологические причины могут быть следующими:

1) причины, связанные с выбором способов и диаметров бурения по интервалам скважин применительно к геологическому разрезу месторождения и определением допустимых норм искривления

скважин на единицу длины их ствола и т. д. Например, замена на Каражальском месторождении (Центральный Казахстан) дробового способа бурения комбинированным (до 600 м — гидроударным, ниже — алмазным) позволила повысить производительность буровых работ, ликвидировать имевший ранее брак скважин из-за их чрезмерных искривлений и продолжить разведку месторождения. На месторождении Шерегеш (Западная Сибирь) повышение производительности буровых работ при проходке наклонных скважин было достигнуто за счет комбинации гидроударного (высокая производительность) и дробового (высокая интенсивность искривления) способов бурения [19];

2) причины, определяемые непосредственно технологией бурения (типом и состоянием породоразрушающего инструмента, осевой нагрузки на него и окружной скоростью, а также направлением вращения бурильной колонны, количеством подаваемой на забой промывочной жидкости) по каждому способу бурения (алмазное, твердосплавное, дробовое и др.). Их изменение может вызвать уменьшение или увеличение интенсивности искривления скважин в результате меньшей или большей деформации колоноквого набора и бурильной колонны и изменения степени неравномерности нагрузки на породоразрушающий инструмент;

3) причины, определяемые составом бурового снаряжения и колоноквого набора (длина и диаметр колонковой трубы, применение утяжеленных бурильных труб, стабилизаторов-центраторов, ступенчатых компоновок, достаточная жесткость колонковых и бурильных труб, способность сборки всех элементов бурового снаряжения и т. д.). При рациональном применении этих мер может быть достигнуто совмещение оси вращения колонкового набора с осью скважины и сокращение интенсивности искривления скважины.

Технологические причины вызывают искривление колонковых скважин в породах любого состава и твердости на всем или части интервала разбуривания ствола от устья до забоя. На основе систематического анализа при последовательном изменении перечисленных факторов на месторождениях, характеризующихся постоянством геологических условий, необходимо устанавливать зависимости, имеющие место при данных изменениях. Это позволяет на основе правильного выбора и сочетания тех или иных факторов для конкретного случая разбуривания скважины на том же месторождении добиваться заметного снижения интенсивности ее искривления, а также использовать установленные зависимости при проектировании профилей скважин.

Таким образом, изучение всех технологических факторов и их влияния на характер и интенсивность искривления колонковых скважин является основой для подбора такого состава бурового снаряжения, колонкового набора и параметров режима бурения, которые позволяли бы регулировать кривизну скважин в процессе их разбуривания.

Геологические причины

К группе геологических следует отнести причины, вызывающие неравномерное разрушение поверхности забоя колонковых скважин, которое, как правило, происходит в направлении наименьшей твердости горных пород, слагающих забой, из-за различия в их литологическом, минералогическом и петрографическом составе и состоянии; в результате этого создается возможность постоянного отклонения изогнутой оси колонкового спаряда от оси скважины и происходит последующее искривление ее ствола.

Геологические причины могут быть следующими.

I. Причины, вызывающие закономерное искривление колонковых скважин:

1) расположение скважин на одном крыле складчатой структуры;

2) постоянство углов встречи оси скважины (колонкового спаряда) с направлением падения и простирания: плоскостей напластования толщ осадочно-метаморфического комплекса или контактов изверженных пород, плоскостей сланцеватости, трахитоидности; поверхностей систем трещин, выдержанных на значительных площадях по падению и простиранию;

3) постоянная степень перемежаемости пластов, зон, толщ различного состава, состояния или твердости пород; рассланцованных и массивных пород; поверхностей трещин;

4) постоянная разница в твердости (буримости) перемежающихся горных пород и т. п.

II. Причины, вызывающие незакономерное (в том числе случайное) искривление колонковых скважин:

1) неизвестные угловые несогласия между стратиграфическими горизонтами с различными физико-механическими свойствами и направлениями простирания и падения пород;

2) крупные дизъюнктивные нарушения, приведшие к образованию складчато-блоковых структур, в которых в соприкосновении находятся свиты и толщи разного стратиграфического положения, отличающиеся физико-механическими и другими свойствами пород;

3) зоны окварцевания, твердых включений, согласных и секущих интрузий пород, резко отличающихся по физико-механическим свойствам от вмещающих пород;

4) локальные зоны дробления, метаморфизма, трещиноватости, выщелачивания, кавернозности, пространственное положение которых заранее неизвестно, и т. п.

Факторы первой подгруппы могут оказывать постоянное неравномерное влияние на изменение направления и интенсивности искривления колонковых скважин, начиная от устья, или неравномерное с увеличением или уменьшением интенсивности на одном или нескольких участках ствола скважины. Причины второй

подгруппы могут вызывать случайные искривления скважин, и их влияние может быть эпизодическим и непостоянным, но при встрече мощных зон также и продолжительным. В однородных слабо анизотропных породах оно может послужить основанием (толчком) для дальнейшего искривления скважины под действием технологических факторов.

Естественно, что геологические причины искривления скважин не могут быть устранены. Вместе с тем для сохранения проектной плотности разведочной сети при разведке месторождений полезных ископаемых необходимо каждую скважину бурить в соответствии с ее проектным профилем, т. е. каждая скважина должна быть направленной и пробурена с такой точностью, чтобы ее отклонение не превышало допустимой величины. С наименьшими технико-экономическими затратами это можно сделать только в случае, когда известны механизм и закономерности естественного искривления скважины при различных видах бурения на каждом месторождении, т. е. в результате тщательного и систематического изучения установлены зависимости и рассчитаны величины искривлений на единицу длины ствола скважины по каждой геологической толще при установившихся технологии бурения и составе компоновок колонкового набора. Такое изучение позволит строить профили с учетом направления и интенсивности естественного искривления скважины, рассчитывать вероятные величины отклонений, заранее устанавливать рациональные меры их предупреждения и искусственного искривления, интервал и объем возможного применения этих мер, т. е. регулировать интенсивность искривления скважины в процессе ее бурения и снижать необходимое количество постановок отклоняющих технических средств.

ОСНОВЫ МЕХАНИЗМА ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН АЛМАЗНОГО БУРЕНИЯ

Механизм естественного искривления скважин определяется многими факторами, которые могут быть разделены на две группы: 1) основные, определяющие закономерное искривление скважины алмазного бурения. Изменение каждого из этих факторов при соотношения между ними будет вызывать иной закономерный характер искривления скважины; 2) второстепенные (случайные), меняющиеся от опыта к опыту и влияющие на интенсивность закономерного искривления скважины на большем или меньшем ее интервале.

Основными факторами, как показано ранее, являются следующие:

- 1) неравномерное разрушение поверхности забоя скважины в процессе ее бурения, вызываемое способом разрушения забоя (видом бурения); непостоянством физико-механических и структурных свойств разрушаемой среды — пород, пересекаемых скважиной; их совместным действием;

2) постоянный ориентированный перекося прямолинейного или изогнутого колонкового снаряда в стволе скважины; при наличии такого перекося вращение колонкового снаряда или его нижней изогнутой части вокруг собственной оси, не совпадающей с осью скважины на большем или меньшем интервале, приводит к постоянному изменению пространственного положения ее ствола.

Неравномерное разрушение забоя, вызываемое применяемым способом разрушения, происходит на всем интервале бурения скважины независимо от состава горных пород, однако степень неравномерности его разрушения меняется в зависимости от вида бурения. Так, при дробовом бурении скважин из-за неравномерного распределения дроби неравномерность разрушения забоя и разработки ствола значительно больше, чем при бурении алмазами. Из-за меньшей разработки стволов возможность перекося компоновки колонкового снаряда алмазного бурения сокращается, по одновременно из-за меньшего диаметра уменьшаются жесткость такой компоновки и длина полуволны изгиба колонковой трубы, а угол перекося ее нижней изогнутой части увеличивается. Именно это определяет различие в закономерностях и интенсивности искривления скважин алмазного и дробового бурения в породах одинаковых свойств и состава.

В процессе бурения скважины алмазным породоразрушающим инструментом первоначально прямолинейный колопковый снаряд под действием системы внешних сил (осевых, центробежных и др.) теряет свою прямолинейность и, как правило, деформируется. Такая деформированная колонковая труба может образовывать несколько форм динамического равновесия. С определенной степенью приближения можно рассмотреть три такие формы, достаточные, чтобы в общем охарактеризовать механизм искривления скважин алмазного бурения.

В первом случае изогнутая колонковая труба опирается на переходник-центратор и вращается, не касаясь стенки скважины (рис. 2, а). Это возможно, когда при данных параметрах режимов бурения длина трубы не превышает некоторой предельной [25], которая для двойных колонковых труб составляет 3,1—3,4 м ($\varnothing 57$ мм) и 3,6—3,75 м ($\varnothing 73$ мм). Такая изогнутая труба



Рис. 2. Формы динамического равновесия деформированных колонковых труб.

вращается вокруг оси скважины, и систематического искривления ее ствола не происходит [30].

Во втором случае (рис. 2, б) колонковая труба изгибается с образованием одной полуволны, вершина которой опирается на стенку скважины. Полуволна образуется при увеличении либо длины колонковой трубы до критической (3,9—4,10 м при \varnothing 57 мм и 4,15—4,7 м при \varnothing 73 мм), либо осевой нагрузки и скорости вращения бурового снаряда. В этом случае перекося колонковой трубы определяется не всей ее длиной, а лишь величиной $l_{II}/2$, и угол перекося резко возрастает. Такая труба может вращаться либо вокруг оси скважины (окапываться по стволу), и тогда интенсивность искривления скважины будет невелика, по увеличивается разработка ствола, либо вокруг собственной изогнутой оси, не совпадающей с осью скважины, и тогда интенсивность искривления может достигать значительных величин.

В третьем случае колонковая труба изгибается с образованием нескольких полуволн (рис. 2, в). Это происходит при еще большем увеличении длины колонковой трубы (до 7,8—9,2 м при \varnothing 57 мм и 9—9,4 м при \varnothing 73 мм) либо осевой нагрузки и скорости вращения бурового снаряда. При этом длина нижней полуволны еще более сократится. Это приведет к дальнейшему увеличению угла перекося нижней части колонковой трубы. Опора трубы о стенки скважины несколькими вершинами полуволн (вдоль оси x они будут расположены по винтовой линии) увеличит ее сопротивление вращению вокруг оси скважины. Поэтому в благоприятных условиях (в анизотропных, перемежающихся породах) труба будет вращаться преимущественно вокруг собственной изогнутой оси, вызывая постоянный ориентированный перекося ее нижней части и создавая как бы клиновый эффект, что приведет к наиболее интенсивному искривлению скважины.

Таким образом, при бурении с колонковой трубой постоянной длины увеличение осевых нагрузок и скоростей вращения приводит к ее изгибу с образованием второй и третьей форм динамического равновесия и к повышению интенсивности искривления скважин; при постоянных величинах осевых и центробежных сил такой же результат может получиться при увеличении длины колонковой трубы.

Неравномерность разрушения забоя, определяемая физико-механическими свойствами пород, происходит из-за различия в твердости пород в разных направлениях, поэтому разрушающее напряжение в породе существенно зависит от угла между плоскостью напластования и приложением нагрузки.

Изменение твердости горных пород в разных направлениях объясняется тем, что слагающие их минералы имеют различную твердость по разным кристаллографическим направлениям. Так, по данным Г. В. Тохтуева и А. А. Тютлянова (1959 г.) твердость в направлении, перпендикулярном к длинной оси, во многих случаях на 30—50% меньше, чем вдоль нее [30]. Это различие осо-

бенно заметно у призматических, шестоватых и игольчатых минералов. При беспорядочном расположении любых минералов в породе различия в твердости минералов взаимно уравновешиваются и такая порода, разнородная в малом масштабе, является однородной в большом; она обладает относительно постоянными механическими свойствами во всех направлениях и поэтому является изотропной. По мере увеличения степени метаморфизма в породе происходит переориентация минералов по параллельным перемежающимся плоскостям (она становится рассланцованной, разгнейсованной, трахитоидной и т. д.), т. е. порода приобретает различные механические свойства в разных направлениях и становится анизотропной.

Незаполненные трещины и микротрещины в породе можно рассматривать как прослои с нулевой твердостью, поэтому трещиноватую, в том числе и изотропную, породу следует рассматривать как неоднородную слоистую породу с различными механическими свойствами прослоев. Поскольку слоистость различных пород, микрослоистость в отдельной породе, метаморфизм и трещиноватость в каждом конкретном геологическом районе прослеживаются на значительных площадях, то указанные свойства горных пород влияют на искривление скважин алмазного бурения постоянно, т. е. закономерно.

Для разрушения такой неоднородной анизотропной породы необходимы различные разрушающие напряжения, и они в существенной степени зависят от угла между плоскостью напластований и приложением нагрузки. Известно по работам многих исследователей, что разрушающее напряжение в направлении, параллельном напластованию, больше, чем в перпендикулярном. Например, по данным В. Григорьева (1957 г.), оно увеличивается в осадочных породах на 30—35%, по данным Г. В. Тохтуева и др. (1962 г.), в горных породах Кривбасса на 5—60% (имеют место также обратные случаи), причем разница тем значительнее, чем более полосчата порода и чем больше в ней минералов шестовато-призматических форм. Подобным образом изменяются также модуль упругости пород при сжатии и коэффициент Пуассона. Такие же исследования были проведены Ю. Л. Боярко, А. Г. Калинин, Ю. Т. Морозовым, С. С. Сулакшиным и другими. Аналогичным образом изменяется и механическая скорость бурения многих пород, особенно анизотропных и перемежающихся, что было установлено в результате исследований Ф. А. Шамшева и Е. В. Боровского (1937 г.), Ю. Т. Морозова (1961 г.), Ю. Л. Боярко (1961 г.), Д. М. Махмудова (1961 г.), А. Г. Калинина (1963 г.) и других [3, 17, 29].

Направление, перпендикулярное к напластованиям (сланцеватости, гнейсовидности и т. д.), может быть названо направлением наименьшей твердости породы (п. т. п.), или линией наименьшего сопротивления (по Ю. Л. Боярко). Когда направление скважины не перпендикулярно к поверхности напластований, разрушение

разные части забоя будет происходить с различной скоростью, достигающей максимальной величины в направлении п. т. п., и чем значительнее разница в степени анизотропии, тем неравномернее будет разрушаться поверхность забоя [3, 29].

Изогнутая колонковая труба, паходящаяся в той или иной форме ее динамического равновесия под действием осевой нагрузки и внешних сил, возникающих в плоскости неравномерно разрушающегося забоя, устанавливается перпендикулярно к его поверхности. В случаях, когда степень неравномерности разрушения забоя велика, нижняя часть колонкового снаряда ориентируется на продолжительное время в положение, перпендикулярное к забю, и снаряд начинает вращаться вокруг собственной оси под углом к оси скважины. При равномерном разрушении поверхности забоя такого постоянно ориентированного перекоса снаряда не происходит и он окатывается по стенкам скважины. Таким образом, его общее перемещение в стволе скважины носит характер поступательно-вращательного неравномерного движения. Оно может происходить (Ю. Т. Морозов, 1961 г.) следующим образом.

1. С вращением вокруг собственной оси: а) совпадающей с осью скважины — скважина остается прямолинейной; б) не совпадающей с осью скважины — происходит последовательное забуривание новых направлений скважины в пределах угла перекоса таким образом сориентированного колонкового снаряда, т. е. плоскостное или пространственное искривление ее ствола (разработка последнего в обоих случаях незначительна);

2. С вращением вокруг оси скважины: а) параллельно оси скважины, б) под углом к ней. При этом происходит повышенная разработка ствола в первом случае с незначительным, во втором со значительным искривлением скважины.

Реализация той или иной формы вращения изогнутого колонкового снаряда в скважине определяется, по нашему мнению, главным образом прочностными, механическими и структурными свойствами горных пород, их перемежаемостью и углами наклона, что определяет их характер разрушения в плоскости забоя колонковой скважины и возникновение той или иной системы сил, действующих на низ колонкового снаряда. В действительности характер движения колонкового снаряда совместно с колонной бурильных труб является более сложным по сравнению с изложенным. Об этом свидетельствуют работы в области нефтяного бурения Г. М. Саркисова, М. М. Александрова, М. П. Гулизаде, Л. Е. Симонянца, А. С. Стапишевского, А. Г. Калинин и в области колонкового бурения Ф. А. Бобылева (1970 г.), В. И. Мацейчик (1971 г.), Н. Н. Михеева и Ю. Т. Морозова (1971 г.) и других.

Схема действия усилий на контакте поверхности забоя и матрицы алмазной коронки будет различна для однородных изотропных и слабо анизотропных пород, монотонно анизотропных (слабцеваых, трахтопдных и т. п.), и анизотропных пород, состоящих из перемежающихся прослоев, резко различных по твердости.

Их классификационные характеристики приведены ниже (см. табл. 1).

Однородные изотропные и слабо анизотропные породы. При бурении скважины в однородных породах изогнутый колонковый снаряд вращается главным образом вокруг оси скважины, окатываясь по стенкам ее ствола. Ввиду однородности забоя его разрушение происходит сравнительно равномерно, а поэтому отсутствует второе условие, необходимое для искривления скважины, т. е. не происходит постоянно ориентированного в одном направлении перекоса колонковой трубы. Незначительное по интенсивности искривление скважин алмазного бурения происходит в результате появления главным образом случайных геологических факторов — причин, приводящих к ориентированному вращению низа колонковой трубы на небольших интервалах ствола. Такими факторами являются локальные зоны трещиноватости пород, включения в них участков более твердых прослоек, конкреций и т. п. Поэтому направления искривлений таких скважин обычно случайны, рядом расположенные скважины могут иметь разные начальные азимутальные углы. После выхода из такой зоны искривление может прекратиться или продолжаться в направлении вращения бурильной колонны с незначительной интенсивностью зенитного и азимутального искривления, а при встрече новой зоны начаться вновь в другом азимутальном направлении.

Таким образом, скважины на участках пород данной группы имеют обычно прямолинейные или слабо искривленные стволы с круговой цилиндрической поверхностью (в том числе и керна), с несколько повышенной их разработкой; действительная и приближенная оси скважины являются совпадающими прямыми линиями или простыми дугами больших радиусов кривизны [26].

Монотонно анизотропные породы. Разрушение поверхности забоя скважины при бурении анизотропных пород происходит неравномерно, так как их твердость в различных направлениях неодинакова. Известно, что при вдавливании любого разрушающего элемента (индентора) в такую породу в направлении н. т. п., перпендикулярном к плоскости анизотропии или скалывания, под торцом индентора происходит скол, образующий симметричную конусную лупку. Если индентор расположен под углом к плоскости скалывания, то образующаяся конусная лунка имеет асимметричную форму, вытянутую в направлении н. т. п. [3, 17, 29, 33].

При бурении скважин алмазными коропками в анизотропных породах каждый выступающий из торца коронки единичный алмаз можно рассматривать как индентор. Стендовые исследования работы единичного алмаза на вращающихся образцах различных анизотропных пород показали, что ширина и глубина образующейся борозды изменяется по ее длине (М. И. Исаев и другие, ВИТР, 1965 г.). При анализе таких борозд установлено, что их

расширение и углубление также происходит в направлении п. т. п., т. е. перпендикулярно к плоскости ее скалывания. Поэтому борозда расширяется в сторону восстания породы (в скважине в этом случае одновременно будет происходить асимметричное расширение ствола скважины и обработка одной стороны керна, как в скважинах дробового бурения) [17, 28, 55]. Рост осевой нагрузки на единичный алмаз приводит к расширению и углублению борозды. Сравнение борозд, образующихся при работе единичного алмаза по образцам разных пород, показало, что ширина и глубина борозды различны и тем больше, чем значительнее анизотропия данной породы. Образованные всеми единичными инденторами борозды последовательно перекрываются, что приводит к неравномерному разрушению поверхности забоя скважины, профиль которого приобретает асимметричную форму.

Асимметричная форма разрушения забоя скважины наглядно устанавливается по линиям напряжения, возникающим в призабойной зоне горной породы [5]. Линии напряжения в призабойной зоне слабо анизотропных пород образуют практически симметричные контуры, в то время как в сильно анизотропных породах при бурении скважины под углом к напластованиям контур отчетливо асимметричен и вытянут в направлении, перпендикулярном к плоскости скалывания. Именно такое напряженное состояние призабойной зоны анизотропной породы приводит к неравномерному асимметричному разрушению поверхности забоя, ориентированному вращению изогнутого колонкового снаряда и последующему изменению пространственного положения скважины. Установленные опытным путем линии напряжения, образующиеся в призабойной зоне, убедительно подтвердили характер схематических эюр разрушения пород забоя в анизотропных породах, которые были предложены Ю. Л. Боярко [3], Ю. Т. Морозовым [29].

Искривление скважины на всем интервале монотонно анизотропной породы происходит сравнительно равномерно, интенсивность в разных породах может быть от незначительной до большой; керн имеет равномерную кривизну поверхности обычно одностороннего изгиба, действительная и приближенная оси скважины состоят из простых дуг и могут совпадать. Механическая скорость и затраты мощности при бурении анизотропных пород (так же как и однородных изотропных) по данным стендовых исследований сравнительно постоянны (рис. 3). При изменении их твердости и соответственно механической скорости бурения затраты мощности изменяются прямо пропорционально.

Переменяющиеся породы. Наиболее неравномерно поверхность забоя скважины разрушается при бурении перемежающихся пород, сложенных слоями разной твердости. В результате неравномерного разрушения на контакте двух пород разной твердости возникает ряд усилий. Для обоснования закономерностей естественного искривления скважины алмазного бурения

нами используются схемы возникновения отклоняющих усилий [17, 20, 31]. Хотя эти схемы не охватывают всего комплекса отклоняющих усилий, действующих на породоразрушающий инструмент при перебурировании контакта пород разной твердости, они достаточно показательны для определения основных факторов, влияющих на величину и направление названных усилий и обоснования закономерностей естественного искривления скважины.

Таким образом, при переходе алмазной коронки из породы меньшей твердости в более твердую на их контакте, по мнению ряда исследователей [20 и др.], возникает отклоняющее усилие, направленное параллельно торцу коронки в сторону падения пород. Под действием этого усилия и осевой нагрузки происходит не только разрушение поверхности забоя, но и интенсивная подработка боковой стенки скважины в интервале более мягкой из контактирующих пород. Поэтому алмазная коронка постепенно врежется в более твердую породу и одновременно как бы смещается вниз по контакту пород, что приводит к образованию асимметричного забоя. При этом нижняя часть изогнутого колонкового снаряда ориентируется в этом же направлении, а ствол скважины и керн в интервале контакта твердой породы приобретают искривленную форму с изгибом, направленным в сторону падения. Этот процесс продолжается до тех пор, пока величина отклоняющего усилия достаточна для перемещения снаряда в этом направлении.

При перемещении алмазной коронки вниз по контакту пород и разбурировании ствола подрезными алмазами корпус коронки прижимается к стенке скважины (на стенке и керне появляются зеркальные пришлифовки) и затраты мощности резко возрастают (рис. 4), а подрезные алмазы и боковая поверхность коронки интенсивно изнашиваются. Это вызывает закручивание бурильной колонны, а затем последующее возникновение в ней резких крутильных и продольных колебаний (вибрация колонны).

Величины отклоняющих усилий на контакте пород определялись П. Н. Курочкиным на специальном стенде (ВИТР, 1966 г.). Бурение осуществлялось алмазной коронкой $\varnothing 46$ мм по породам V и IX категорий по буримости при угле встречи оси скважины с плоскостью контакта, равном 42° . Анализ экспериментальных данных выполнен автором [41].

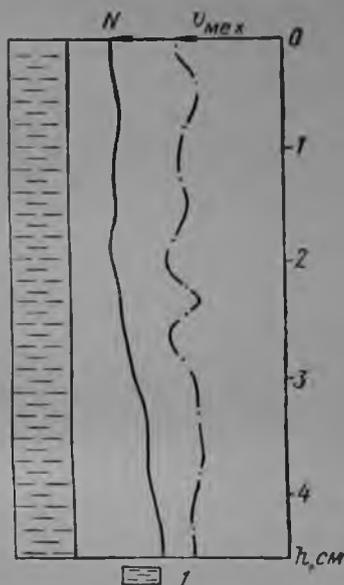


Рис. 3. Изменение механической скорости бурения $v_{\text{мех}}$ и затрат мощности N при бурении анизотропной породы (хлорито-серпичтовый сланец 1, твердость $P_{\text{ш}} = 215$ кгс/мм²) (по Г. Ширко и другим. ВИТР, 1969 г.).

Характер изменения отклоняющих усилий на контакте пород V и IX категорий по буримости показан на рис. 5. На графике ломаная линия *a* представляет собой отношения величин отклоняющих усилий к нагрузкам на коронку, измеренным в течение одного опыта (через каждые 3 сек); линия *b* характеризует закономерный характер изменения отклоняющего усилия во времени, т. е. за период от начала контакта коронки с породой большей твердости до образования в ней площадки такой величины, когда перемещение коронки в направлении падения контакта полностью прекращается. По форме линии *b* видно, что за этот период отклоняющее усилие изменяется от максимального значения (оно достигает 80—85% от величины нагрузки на коронку, что может являться причиной раздавливания подрезных алмазов) в точке касания коронки более твердой из контактирующих пород (точка А)

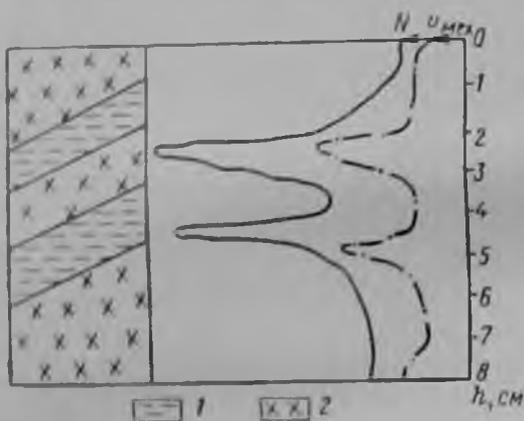


Рис. 4. Изменение механической скорости бурения $v_{\text{мех}}$ и затрат мощности N при бурении анизотропной породы с перемежающимися слоями хлоритового сланца (твердость $P_{\text{ш}} = 66 \text{ кгс/мм}^2$) и кварцита (твердость $P_{\text{ш}} = 555 \text{ кгс/мм}^2$) (по Г. Ширко и другим, ВИТР, 1969 г.).

1 — сланец; 2 — кварцит.

до резкого падения по мере врезания коронки в твердую породу и образования в ней площадки (ступеньки). При внедрении коронки лишь наполовину толщины матрицы $[(D - d)/4]$ отклоняющее усилие уменьшается примерно вдвое (точка Б), а после ее внедрения на половину диаметра ($D/2$) становится равным нулю (интерполированная кривая пересекает ось ординат).

Вместе с тем характер искривления скважины на контакте пород в существенной степени зависит от угла встречи оси скважины с их напластованием. Изгиб ствола скважины при прохождении каждого контакта тем значительнее, чем меньше указанный угол встречи (рис. 6), так как в той же зависимости (при прочих равных условиях) увеличивается не только абсолютная величина отклоняющего усилия на контакте пород, но и продолжительность его действия во времени. Это приводит к более значительному изгибу ствола скважины (керпа) на локальном интервале контакта пород, что подтверждается стендовыми исследованиями.

Например, для рассматриваемого случая (рис. 5) длительность внедрения коронки в твердую породу (угол встречи 42°) до половины ее диаметра, когда действие отклоняющего усилия прекратится, составляет примерно 50 циклов (точка Г), в то время как

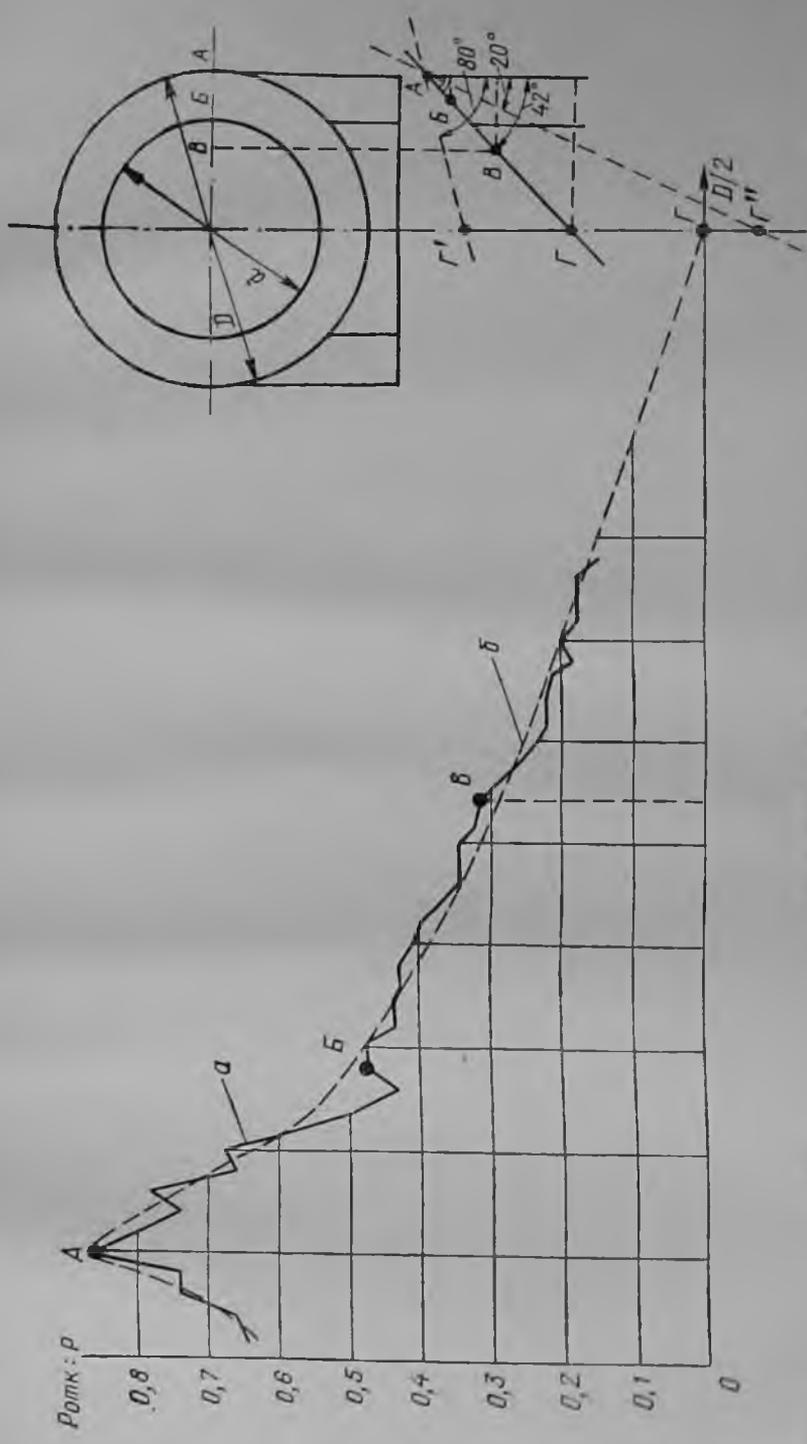


Рис. 5. Характер изменения отклоняющего усилия на интервале перехода алмазной коронкой контакта от мягкой породы к твердой.

при угле встречи 80° длительность равного внедрения коронки составляет лишь 13 (точка G'), а при угле 20° — около 100 циклов (точка G''). Естественно, что при малых углах встречи в результате более длительного действия отклоняющего усилия на алмазную коронку и низ колонкового снаряда образуются все более протяженные и интенсивнее искривленные в направлении падения контакта пород участки ствола скважины (рис. 6). Когда такой участок образует направляющий канал протяженностью более двух-трех диаметров алмазной коронки, обратное изменение направления ствола в сторону восстания пород становится практически невозможным. Величина угла встречи оси скважины с напластованием пород, при котором происходит ее искривление в сторону падения контакта, называется критической.

При углах встречи, величина которых больше критической, после прекращения перемещения коронки в направлении падения контакта пород под действием отклоняющего усилия основное воздействие на низ колонкового снаряда оказывает изгибающий момент, который изменяет его ориентацию уже в направлении восстания пород. Это происходит из-за более интенсивного разрушения оставшейся половины поверхности забоя со стороны падения контакта, сложенной более мягкой породой.

Изменение ориентации нижней изогнутой части снаряда сопровождается изгибом ствола скважины. Такая форма ствола и керна также подтверждается большим количеством стеновых последовавший при бурении перемежающихся пород скважинами $\varnothing 24$ мм (Г. И. Широко, В. Я. Кушков и другие, ВИТР, 1969 г.).

Экспериментальное определение изгибающего (опрокидывающего) момента, действующего на колонковый снаряд на контакте пород разной твердости, было выполнено Б. З. Султановым [59]. Бурение осуществлялось твердосплавными коронками, угол встречи скважины с контактом составлял 60° . Исследовались сочетания бетона (IV категория по буримости, 92 кгс/мм^2 по Л. А. Шрейнеру) с мрамором (VI категория, 194 кгс/мм^2), гранитом (IX категория, 408 кгс/мм^2) и кварцем (XI—XII категории, 770 кгс/мм^2). Анализ опытных данных показал, что изгибающий момент и при равной осевой нагрузке, и при ее увеличении тем больше, чем значительнее разница в твердости контактирующих пород (сте-

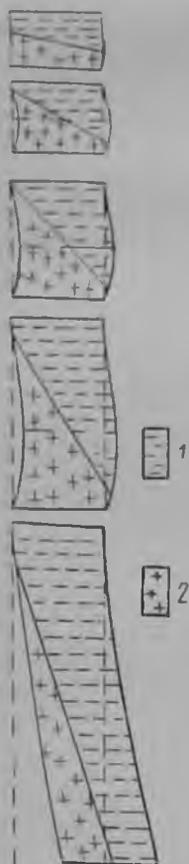


Рис. 6. Формы искривленных образцов керна при разных углах встречи скважины с контактом пород.

1 — сланец; 2 — кварцит.

пень увеличения момента на контакте пород пропорциональна отношению их твердости по Л. А. Шрейнеру).

Следует отметить, что по опытным данным изгибающий момент, действующий на колонковый снаряд при переходе через контакт пород IV—VI, IV—IX и IV—XII категорий, возрастает в отношении 1 : 1,65 : 3,36, в то время как величина искривления пробуренных при этом стволов скважин увеличивается в отношении 1 : 2 : 5,1 (абсолютная величина искривления на контакте пород IV—VI категорий, принятая за единицу, составила $0^{\circ} 50'$). Следовательно, чем значительнее разница в твердости пород, тем неравномернее разрушение на контакте.

При выходе алмазной коронки из твердой породы в более мягкую наблюдается перегиб ствола скважины (и керна) в сторону падения мягкой породы. Величина перегиба зависит в основном от соотношения мощностей мягкого и твердого прослоев и угла падения их контакта. Угол искривления на контакте составляет примерно 0,1—0,5 от величины общего искривления на восстание пород при перебурировании контакта от мягкой к твердой породе, что определяет общее искривление скважин (при углах встречи более критических) на восстание пород.

Таким образом, при бурении перемежающихся анизотропных пород алмазными коронками скважины имеют значительную интенсивность естественного искривления; стволы скважин и керн имеют неравномерную разработку, а их поверхность — неравномерную криволинейную форму; действительная ось состоит из пространственных дуг переменного, обычно малого радиуса кривизны, а приближенная — из пространственных дуг больших радиусов кривизны. Кроме того, изучение механизма искривления скважин (особенно в перемежающихся породах) имеет важное принципиальное значение не только для установления закономерностей естественного искривления скважин с целью точного их бурения в заданные пункты разведочной сети, но и для: а) проектирования более работоспособных конструкций алмазных коронок, их правильной отработки и подбора рациональных колонковых наборов, предотвращающих интенсивный износ коронок при бурении перемежающихся и трещиноватых пород; б) определения причин и характера истирания керна и особенно его избирательного истирания по рудной зоне; в) определения причин возникновения вибраций буровых снарядов.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ЕСТЕСТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН АЛМАЗНОГО БУРЕНИЯ

Зенитные искривления

Основные положения, принятые для обоснования механизма естественного искривления скважин алмазного бурения, подтверждаются закономерностями их искривления на многих месторождениях полезных ископаемых и в свою очередь позволяют более

уверенно устанавливать их на конкретном месторождении. В соответствии с различием физико-механических, структурных и других свойств горных пород, разделенных нами на три основные группы (табл. 1), которые определяют характер их разрушения

Таблица 1

КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

Группа пород	Однородность состава пород	Физико-механические свойства пород			Переменяемость прослоев с различными физико-механическими свойствами		
		Анизотропия	Изменение коэффициента анизотропии *		Степень переменяемости	Разница в твердости прослоев	
			по буримости K_6	по твердости K_T		в кгс/мм ² (по Л. А. Шрейнеру)	в категориях по буримости
А	Редко однородные, неустойчивого состава	Сильно анизотропные (сланцеватые и др.)	1—0,5	1,25—2,0	Весьма значительная (миллиметры — десятки сантиметров)	200—500	От 2 до 6
Б	Неоднородные	Анизотропные	1—0,8	1,06—1,25	Умеренная (метры — десятки метров)	50—200	От 1 до 2
В	Однородные, постоянного состава	Изотропные, слабо анизотропные	1—0,95	1—1,05	Редкая (метры — сотни метров)	0—50	Менее 1

* Под коэффициентом анизотропии по буримости подразумевается отношение механической скорости бурения под любым углом к напластованию к скорости в направлении, перпендикулярном к напластованию. Под коэффициентом анизотропии по твердости подразумевается отношение твердости горной породы (по Л. А. Шрейнеру) в направлении, параллельном ее сланцеватости, трахитоидности и др. и перпендикулярном к ним.

в плоскости забоя, будут различаться также и закономерности естественного искривления скважин алмазного бурения. Последние в некоторых случаях будут даны в сопоставлении с закономерностями искривления скважин дробового и других видов бурения.

В однородных изотропных и слабо анизотропных породах группы В скважины алмазного бурения, как правило, выполняются и обычно имеют незначительную интенсивность зенитного искривления, изменяющуюся от 0 до 1—2° на 100 м в зависимости от твердости породы. При встрече локальных зон трещиноватых пород она может достигать 3° и более, однако такие зоны представляют собой неоднородные породы и относятся к группе Б. При бурении алмазными коронками некоторых неоднородных, в том числе

перемежающихся пород (например, известняков, доломитизированных известняков, доломитов, сидеритов и т. п.) скважины часто имеют незначительную интенсивность зенитного искривления, так как эти породы имеют близкие или одинаковые механические свойства и поэтому черезкие контакты. Это наблюдается на многих участках Казской группы месторождений (Леспромхозный, Большой Медвежий и др.) при бурении толщ известняков, доломитов, песчаников, сланцев; на месторождении Новый Шерегеш — при бурении альбитофиров, амфиболитов, доломитизированных известняков; на Бакальском месторождении — при бурении кварцитов или перемежающихся доломитов, известняков, сидеритов, на Магнитогорском — при бурении порфиритов, альбитофиров, диабазов и т. д. На всех этих месторождениях интенсивность искривления скважин при дробовом бурении выше, чем при алмазном бурении, нередко в 1,5—2 раза.

В анизотропных и особенно в сильно анизотропных и перемежающихся породах групп Б и А направления искривлений скважин алмазного бурения определяются углами встречи колопкового набора с плоскостями сланцеватости, трахитоидности или напластований пород различной твердости, а интенсивность искривления — указанными углами, степенью различия физико-механических свойств по каждой группе горных пород, а также составом колопкового набора.

В качестве примера можно привести значительную перемежаемость анизотропных пород Левихинского и Белоусовского участков Среднего Урала, которые представлены альбитофирами, диабазами, их туфами и метаморфизованными производными — порфироидами, порфиритоидами, кварцево-серицитовыми и кварцево-хлоритовыми сланцами и т. п. Весьма неоднородно петрографическое строение Дегтярского района Урала: кварцито-песчаники, филлиты, хлорито-кварцево-карбонатные и углисто-глинистые сланцы, рассланцованные порфириты, тонкослойные мраморы и известняки, альбитофиры, кварцевые альбитофиры и т. п.

В Салаирском районе Западной Сибири перемежающаяся толща представлена кварцево-серицитовыми, кварцево-хлоритовыми и другими сланцами, кварцевыми порфирами, порфироидами, альбитофирами и т. п. В тектоническом отношении он характеризуется структурами сжатия, очень топкой региональной сланцеватостью, значительным развитием сложных горизонтальных, наклонных и вертикальных флексурных складок. В качестве аналогичных примеров можно было бы привести районы Бакала (Южный Урал), Каракала (Центральный Казахстан), многие районы Алтая и др.

Приведем ряд наиболее характерных зависимостей искривления скважин алмазного бурения.

Изменение интенсивности зенитного искривления скважин в зависимости от их диаметра (рис. 7) для трех основных групп пород приведено в табл. 2 (месторождения Урала).

Эти зависимости показывают, что при уменьшении диаметра скважины интенсивность зенитного искривления увеличивается для скважин дробового бурения примерно на 30—35% как в сравнительно однородных, анизотропных, так и в перемежающихся породах, а для скважин алмазного бурения в первых — на 10—

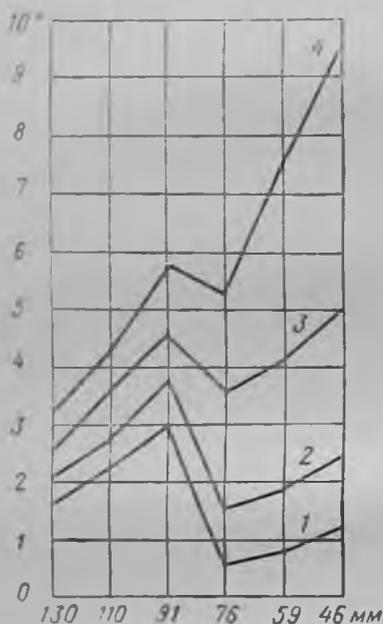


Рис. 7. Интенсивность искривления колонковых скважин и зависимости от их диаметров при бурении однородных изотропных (1), слабо анизотропных (2), сильно анизотропных (3) и сильно перемежающихся анизотропных пород (4).

алмазном — его нижней изогнутой части (что увеличивает угол перекоса компоновки), а ее вращение происходит вокруг собственной оси, не совпадающей с осью скважины, как это было показано ранее. При этом чем меньше диаметр, а следовательно, жесткость колонковой трубы, тем меньше длина ее полуволны, а интенсивность искривления скважины больше. В среднем она возрастает на 25—45% при переходе на следующий меньший диаметр, в то время как жесткость колонковых труб

* Разработку ствола вблизи забоя скважины можно определять по следующей формуле (Ю. Т. Морозов, 1961 г.):

$$D_c = 2D_k - d_k - 2t = D_k + (d_b - d_k) \quad (7)$$

где D_k — наружный диаметр алмазной коронки, мм; d_b — внутренний диаметр алмазной коронки, мм; t — толщина стенки матрицы, мм; d_k — наружный диаметр керна, мм.

Таблица 2

**ИНТЕНСИВНОСТЬ ЗЕНИТНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ДИАМЕТРА
СКВАЖИНЫ В ПОРОДАХ РАЗНЫХ ГРУПП**

Вид и диаметр бурения	Интенсивность искривления (градус/100 м) для пород						Степень увеличения интенсивности зенитного искривления	
	сильно перемежающихся, анизотропных (группа А)		перемежающихся анизотропных (группа Б)		однородных слабо анизотропных и изотропных (группа В)		i_1/i_2	i_1/i_3
	i_1	K_1	i_2	K_2	i_3	K_3		
Дробовое, мм:								
130	3,2	1,00	2,0	1,00	1,7	1,00	1,60	1,88
110	4,3	1,34	2,7	1,32	2,3	1,35	1,59	1,87
91	5,8	1,81	3,8	1,85	3,0	1,76	1,53	1,93
Алмазное, мм:								
76	5,3	1,65	1,5	0,77	0,7	0,41	3,30	7,6
59	7,5	2,34	1,9	0,93	0,9	0,53	3,95	8,3
46	9,5	2,97	2,5	1,21	1,2	0,71	3,80	7,9

Примечание. i_1, i_2, i_3 и K_1, K_2, K_3 — соответственно интенсивность зенитного искривления, градус/100 м, и отношение интенсивности зенитного искривления скважин меньших диаметров к интенсивности по скважинам $\varnothing 130$ мм (безразмерная величина).

в среднем снижается в 2 раза (так, $E \cdot 10^{-6} \cdot I$ для труб $\varnothing 108, 89, 73, 57$ и 44 мм равна соответственно 410, 200, 108, 48, 21 кгс/см⁶).

Таким образом, в перемежающихся анизотропных породах интенсивность зенитного искривления скважин алмазного бурения по сравнению с дробовым во многих случаях больше как по степени приращения, так и по абсолютной величине. Однако всегда следует иметь в виду, что при этом, как правило, сравниваются искривления скважин разных диаметров, т. е. их бурение осуществляется при применении колонковых труб разной жесткости. Сравнение скважин, которые пробурены породоразрушающим инструментом равных диаметров, показывает, что интенсивность их искривления при алмазном бурении по сравнению с дробовым, как правило, в 2—3 раза меньше. Например, по данным В. Миклоша, интенсивность зенитного искривления составляет 0,108 (дробь) и 0,027° на 1 м (алмазы), азимутального — 0,101 (дробь) и 0,03° на 1 м (алмазы). Это объясняется равенством всех геологических условий бурения сравниваемых скважин, по значительно меньшей разработкой ствола при алмазном бурении. Так, выполненные нами исследования показывают [28], что при бурении скважин дробью разработка ствола составляет от 10—15 (XII—XI категории по буримости) до 40—50 мм (VIII—VII категории), а при бурении алмазными коронками от 0,2 (XII категория), до 1,0—3,0 мм (VII категория) и при прочих равных

условиях она тем больше, чем меньше механическая скорость бурения скважины.

Изменение интенсивности искривления скважины в зависимости от состава и свойств горных пород покажем на примере Бакальского месторождения, которое характеризуется большим разнообразием пород (табл. 3).

Таблица 3

ИНТЕНСИВНОСТЬ ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

Литологический состав и индекс пород	Средняя интенсивность искривления (градус на 100 м)	
	$\Delta\theta$	$\Delta\alpha$
Серицито-кварцевые алевролиты и углисто-серицито-глинистые филлитовидные сланцы с прослоями кварцито-видных песчаников и сидеритов — zik_3	7° 15'	14° 30'
Хлорито-серицито-кварцевые и углисто-серицито-глинистые филлитовидные сланцы с прослоями доломитов — zik_2	4 15	11 00
Глинисто-серицито-кварцевые филлитовидные сланцы с прослоями песчаников — zik_1	6 30	11 00
Серые кварциты и кварцевые песчаники с прослоями серицито-глинистых сланцев — zig_2	2 23	4 30
Белые кварциты и кварцевые песчаники с углисто-глинистыми и глинистыми сланцами — zig_1	2 34	6 50
Микрокристаллические филлиты, глинистые и песчано-глинистые сланцы и прослои доломитов — bak_2^{4c}	4 10	13 30
Доломиты, слоистые известняки — bak_2^{4b}	3 00	9 00
Аргиллиты, глинистые и песчано-глинистые сланцы, перемежающиеся доломитами, известняками, сидеритами — bak_2^{4a}	3 35	9 30
Доломиты, известняки слоистые с развитой точкой и толстоластовой отдельностью — bak_2^3	2 25	7 50
Филлиты, песчано-глинистые и другие сланцы с прослоями аргиллитов, кварцитов — bak_2^2	4 35	14 50
Известняки и доломиты с тонкими прослоями песчано-глинистых и глинистых сланцев — bak_2^1	3 10	10 20
Тонкокристаллические песчано-глинистые, глинистые сланцы со слоистыми филлитами — bak_1	5 00	14 15

Приведенные данные (на примере скважин дробового бурения) показывают рост интенсивности искривления скважины по мере увеличения перемежаемости слоев и разницы в их твердости (сравните индексы пород bak_2^{4a} , bak_2^{4c} , bak_1 и zik_{1-3}); перемежаемые породы близкой твердости (группа Б) характеризуются невысокой интенсивностью (bak_2^1 , bak_2^{2b} , bak_2^1), а слабо анизотропные (группы В) — минимальной интенсивностью искривления скважины при их бурении.

Изменение зенитного искривления может быть представлено, по В. С. Федорову, в виде

$$\Delta\theta = \Delta\theta_r \pm \Delta\theta_r, \quad (8)$$

где $\Delta\theta_r$ — приращение кривизны под влиянием технологических факторов; оно складывается из выполаживания ($+\Delta\theta_n$) из-за более интенсивного разрушения нижней части забоя и выкручивания ($-\Delta\theta_n$) из-за интенсивной подработки лежащей стенки скважины; $\Delta\theta_r$ — приращение под влиянием геологических факторов, может быть направлено на выполаживание (+) и выкручивание (-).

$$\Delta\theta = (\Delta\theta_n - \Delta\theta_k) \pm \Delta\theta_r. \quad (9)$$

Изменение интенсивности выполаживания скважины в зависимости от категорий пород по буримости и разработки стволов покажем на основании зависимости (9) на примере Бакальского месторождения (табл. 4).

Таблица 4

ИНТЕНСИВНОСТЬ ЗЕНИТНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ ДРОБОВОГО БУРЕНИЯ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ КАТЕГОРИИ ПОРОД ПО БУРИМОСТИ (ГРАДУС НА 100 М)

Интенсивность зенитного искривления	Категория пород по буримости					
	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Фактическая	3° 35'	4° 16'	4° 00'	3° 25'	2° 50'	2° 24'
Расчетная	8 27	6 10	4 27	3 49	3 01	2 24
Снижение кривизны (за счет подработки лежащей стенки ствола)	4 52	1 54	0 27	0 24	0 11	0

Из таблицы следует, что подработка стволов скважины при бурении дробью в породах средних категорий по буримости приводит к значительному снижению интенсивности их зенитного искривления. При бурении тех же пород алмазными коронками подработка лежащих стенок скважины незначительна, а интенсивность зенитного искривления в еще большей мере зависит от степени перемежаемости пород и разницы в их твердости. Например, при бурении кварцитов zig_2 (XI категории по буримости) средняя интенсивность зенитного искривления скважины, пробуренной алмазными коронками $\varnothing 59$ мм, составила $0^\circ 35'$ на 100 м и близка к теоретической. При бурении интервала серицито-углисто-глинистых сланцев bak_2^1 (VII—VIII категорий по буримости) фактическая интенсивность составила $1^\circ 05'$ на 100 м, а расчетная (по фактическому диаметру ствола, определяющему угол возможного перекоса снаряда в скважине) — $1^\circ 26'$, т. е. в результате некоторой подработки лежащей стенки интенсивность сократилась.

При бурении серицито-углисто-глинистых сланцев с прослоями кварцитов BaK_2 (VII—X категории по буримости) фактическая интенсивность составила $7^\circ 25'$ и увеличилась по сравнению с расчетной ($1^\circ 05'$) на $6^\circ 20'$, т. е. набор кривизны происходил из-за перекоса не всей длины компоновки колонкового набора, а лишь его нижней изогнутой части.

Анализ скважин (и керпа), пробуренных на стенде, а также ряда производственных скважин на нескольких месторождениях показывает, что разработка их стволов, пробуренных алмазными коронками $\varnothing 76$ мм, в породах VII, VIII, IX, X, XI, XII категорий по буримости составляет примерно 3; 2; 1,5; 0,7; 0,3; 0,2 мм. Теоретическая интенсивность зенитного искривления скважин (на 100 м) при бурении колонковым набором длиной 4,5 м в этих случаях составит около $1^\circ 50'$; $1^\circ 25'$; $1^\circ 15'$; $0^\circ 55'$; $0^\circ 50'$ (это примерно соответствует фактической интенсивности зенитного искривления скважин $\varnothing 76$ мм в однородных изотропных породах). В действительности наблюдения показали, что интенсивность зенитного искривления в породах названных категорий по исследованным месторождениям составила примерно 8,3; 7; 5,3; 4,8; 4,2 и 3 на 100 м. Значит, практический набор кривизны скважинами выше того, который может быть получен при их бурении прямолинейными компоновками. Еще более наглядно это можно видеть при бурении ряда интервалов перемежающихся пород, интенсивность зенитного искривления скважин в них в среднем составила (на 100 м):

Категория	Искривление
VII—VIII	$6^\circ 15'$
VII—IX	8 30
VII—X	12
VIII—IX	9 30
VIII—X	11
VIII—XI	12 30

Изменение разработки стволов и интенсивности искривления скважин покажем по результатам степдовых исследований.

Наиболее наглядно изменение разработки стволов и их искривлений при изменении углов наклона и мощности прослоек пород можно видеть при анализе керпов и стволов скважин алмазного бурения. Бурили группами по 2—3 ствола в нескольких образцах разных горных пород (на расстоянии 5—10 мм друг от друга) на стенде специальными алмазными коронками ($\varnothing 24$ мм) при исследовании процесса их работы в анизотропных породах (Г. И. Ширко, М. И. Исаев и др., ВИТР, 1969 г.). Анализ показал, что даже в одном образце рядом расположенные стволы имеют заметное различие в величине и форме их разработки и интенсивности искривления. Естественно, что между стволами, пробуренными в разных горных породах, такое различие еще более отчетливо. Так, скважина в однородном кварците (твердость $P_{ш} = 476$ кгс/мм², по Л. А. Шрейнеру) пробурена со средней механической скоростью

0,41 мм/сек, ее диаметр 24,4 мм (диаметр керн 13,6 мм); ствол имеет сравнительно прямолинейную слабо винтовую форму поверхности. В анизотропном полосчатом сланце ($P_{ш} = 215$ кгс/мм²) скважина пройдена со средней механической скоростью 0,78 мм/сек, ее диаметр 24,1 мм (диаметр керн 13,9 мм), а ствол имеет плавную плоскоискривленную цилиндрическую форму поверхности, его кривизна $1-1^{\circ} 30'$.

При бурении перемежающихся пород (кварцит — $P_{ш} = 555$ кгс/мм² и хлоритовый сланец — $P_{ш} = 66$ кгс/мм²) средняя механическая скорость 0,31 мм/сек, ствол скважины имеет пространственно искривленную форму непостоянного диаметра в разных сечениях. Переход коронки из сланца в кварцит сопровождается ее смещением по контакту вниз по падению под влиянием отклоняющего усилия (см. рис. 6). При больших углах встречи ($\gamma = 85 \div 60^{\circ}$) смещение имеет малую величину (0,2—0,5 мм) и на такую же величину подрабатывается стенка ствола со стороны менее твердой породы (сланец), его диаметр 24,2—24,5 мм (диаметр керн 13,8—13,5 мм). При углах встречи $\gamma = 50 \div 30^{\circ}$ смещение достигает 1—3 мм, а диаметр ствола 25—28 мм, т. е. диаметр керн резко сокращается до 13—10 мм (причем смещение коронки по контакту вниз и разработка ствола тем больше, а диаметр керн тем меньше, чем больше разница в твердости контактирующих пород). При этом характерный волнистый изгиб ствола и керн происходит в плоскости не только падения, но и простирания пород (в направлении вращения коронки), хотя в последнем направлении его величина обычно меньше.

После разбуривания твердого прослоя на половину диаметра коронки колонковый снаряд ориентируется в направлении восстания пород, ствол получает изгиб в эту же сторону, а его диаметр уменьшается. Такой сильно искривленный керн даже в ступенчатых условиях бурения может не вписываться во внутренний диаметр колонковой трубы; в этом случае он упирается в ее внутреннюю стенку и часто обламывается по наименьшему сечению. В производственных условиях может происходить расклинивание его кососколотых кусков и истирание их в колонковой трубе. Особенно интенсивно истирание керн может происходить при значительной перемежаемости мягких и твердых прослоек рудных зон.

Время перехода коронки из твердой породы в мягкую (из кварцита в сланец) при больших углах встречи невелико, поэтому изгиб на этом контакте намного меньше, чем по верхнему контакту. При меньших углах по мере выхода боковой поверхности коронки из кварцита в сланец в результате ее вибрации наблюдаются интенсивная подработка ствола со стороны более мягкой породы (в нашем случае сланца) и последующий изгиб ствола на восстание пород, несмотря на то что действие изгибающего момента направлено в противоположную сторону. По мере дальнейшего уменьшения углов встречи перекося снаряда и ствола скважины все в большей степени ориентируется в направлении падения пород

и при достижении некоторой критической величины происходит сравнительно резкое искривление ствола по падению пород. Во всех случаях, когда расстояние между прослоями твердой породы меньше величины диаметра коронки, кривизна керна сокращается.

Таким образом, интенсивность искривления скважины имеет различные величины, изменяющиеся в зависимости от степени перемежаемости, анизотропии и мощности прослоев пород, их твердости, углов падения и др., а из-за колебаний геологических условий и технологических параметров бурения она не остается постоянной даже при бурении скважины на одном участке месторождения, т. е. искривление скважины определяется рядом независимых переменных факторов и подчиняется вероятностным зависимостям (Ю. Т. Морозов, 1961 г.). В то же время средние величины интенсивностей искривления скважины (а также пределы их значений) для трех выделенных групп горных пород имеют отчетливо различие.

Средняя интенсивность зенитного искривления скважины по исследованной группе месторождений Урала (рассчитана по правилу трех сигм закона нормального распределения ($\bar{x} \pm s$)) показана в табл. 5. Таким образом, если месторождение сложено поро-

Таблица 5

ВЕРОЯТНОСТНАЯ ОЦЕНКА ИНТЕНСИВНОСТИ ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Вид бурения	Интенсивность зенитного искривления (градус на 100 м) по группам горных пород		
	А	Б	В
Дробовое	$4,8 \pm 1,5$	$3,5 \pm 1,1$	$2,5 \pm 0,8$
Алмазное	$7,0 \pm 1,3$	$4,0 \pm 0,9$	$1,5 \pm 0,5$

дами одной группы, такой подход позволяет устанавливать не только средние величины интенсивности искривления скважины, но и пределы возможных их отклонений, т. е. определять вероятность проведения скважины по их проектным профилям. В тех случаях, когда месторождения сложены толщами пород разных групп, профиль скважины должен быть комбинированным, т. е. иметь разные величины интенсивностей искривления по интервалам (толщам).

Зависимость интенсивности искривления скважины от величин их углов встречи с напластованиями перемежающихся пород, трещин, слабцеватости и т. п. наблюдается повсеместно на месторождениях, сложенных породами групп А и Б. Такая зависимость по многим скважинам месторождений Урала приведена в табл. 6.

Интенсивность зенитного искривления скважины достигает максимальной величины при углах встречи $35-50^\circ$, а по мере уве-

Таблица 6

**ИНТЕНСИВНОСТЬ ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ В ЗАВИСИМОСТИ
ОТ УГЛОВ ВСТРЕЧИ СКВАЖИНЫ С НАПЛАСТОВАНИЯМИ ГОРНЫХ ПОРОД
(ГРАДУС НА 100 м)**

Угол встречи, градус	Бурение				
	дробовое		алмазное		
	110	91	76	56	40
0—20	3,2	5,3	4,3	6,0	7,8
20—35	5,6	7,5	5,4	8,0	9,8
35—50	7,3	6,5	6,1	7,3	11,5
50—70	5,1	5,5	4,0	6,3	9,0

личения или уменьшения углов встречи снижается, что соответствует приведенному механизму искривления скважины и их стендовым исследованиям. Как правило, при углах встречи, превышающих некоторую критическую величину $\gamma_{кр}$, искривление скважины происходит в направлении восстания пород с последовательно снижающейся интенсивностью при углах встречи более 50° , а при углах, меньших критической величины, — вниз по падению пород, причем интенсивность также последовательно снижается. Таким образом, критическим называется угол, при котором искривление в направлении восстания или падения пород является равновероятным.

Наиболее характерный пример зависимости зенитного и азимутального искривления скважины от трещиноватости пород при разведке угольного месторождения Донбасса приведен И. В. Галичем [10]. Синклинальная складка сложена слоями перемежающихся песчаных, глинистых и углистых сланцев, песчанков, известняков, углей III—VI категорий по буримости. Простираение пород северо-западное $300\text{—}350^\circ$, падение северо-восточное под углом $5\text{—}18^\circ$. Кливаж: I система — простираение 270° , падение $80\text{—}90^\circ$ (основная, по верхней толще пород); II система — простираение $315\text{—}350^\circ$, падение $65\text{—}75^\circ$ (на глубоких горизонтах).

Практически все скважины в верхней сланцевой толще искривляются в азимутальном направлении $180\text{—}200^\circ$, т. е. вкрест I системы кливажа, а затем в песчаниках изменяют свой азимут в направлении вкрест II системы кливажа и простираения пород (а также в направлении вращения бурильной колонны). После достижения азимута примерно 240° (простираение 330°) все скважины далее остаются прямолинейными.

По зенитным углам все скважины выполаживаются и искривляются на восстание пород и особенно интенсивно в верхних зонах. Поэтому более мелкие скважины (300—400 м) имеют небольшие зенитные углы (до $5\text{—}11^\circ$), но средняя интенсивность

их искривления ($2-4,2^\circ$ на 100 м) выше по сравнению с более глубокими скважинами. Последние после искривления до величин зенитных углов $13-14^\circ$ устанавливаются перпендикулярно к напластованию, и их искривление практически прекращается, а средняя интенсивность искривления составляет $1-1,5^\circ$ на 100 м. На участках с весьма пологими углами падения пород скважины искривляются по винтовой линии в сторону вращения колонны буровых труб со сдвигом в сторону восстания пород и системы кливажа. Приведенные зависимости типичны для многих месторождений с пологим залеганием горных пород.

Изучение систем трещиноватости пород и зависимости зенитного и азимутального искривления скважин от этих систем позволяет осуществлять бурение направленных скважин и предупредить их непредусмотренные азимутальные искривления. Таким образом, характер искривления скважин в трещиноватых породах также соответствует приведенному механизму их естественного искривления. Это подтверждается также исследованиями Ю. М. Буторина (1969 г.). Изучая причины искривления скважин в анизотропных породах угольных месторождений Донбасса, он исследовал влияние направления резания угля одиночным резцом по отношению к плоскостям кливажа на силовые параметры разрушения. Им установлено, что искривление скважин связано в первую очередь с различием энергоемкости разрушения угля в разных направлениях по отношению к кливажу. Их минимальные значения имеют место при бурении параллельно кливажу или перпендикулярно к нему. Таким образом, скважина при искривлении стремится занять направление, соответствующее ближайшему минимальному энергетическому уровню.

Зависимость интенсивности зенитного искривления скважин от величин зенитных углов покажем на примере Тишинского месторождения Восточного Казахстана (табл. 7).

Очень большая интенсивность зенитного искривления скважин на этом месторождении определяется весьма значительным разномодальностью и анизотропией горных пород. Интенсивность искривления скважин алмазного бурения в определенном

Таблица 7

ИНТЕНСИВНОСТЬ ЗЕНИТНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН
В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ВЕЛИЧИН ИХ ЗЕНИТНЫХ УГЛОВ
(ПО ДАННЫМ В. И. ЖУРИНСТА, 1969 г.)

Вид бурения и диаметр скважины (мм)	Интенсивность зенитного искривления (градус на 10 м) при интервалах зенитных углов (градус)							
	0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-60	60-70	70-80
Алмазное (59)	0,77	1,29	1,78	2,04	2,94	2,51	2,21	0,88
Алмазное (76)	0,22	0,72	1,15	2,02	2,26	2,00	1,05	0,75
Дробовое (110)	0,76	1,60	2,68	2,73	1,80	1,61	1,15	0,60

диапазоне зенитных углов нередко выше, чем дробового. По данным В. И. Журниста (1969 г.), для наиболее распространенных пород месторождения коэффициент K_T составляет: кварцево-хлорито-серицитовые сланцы — 1,62; глинистые сланцы — 1,45; кварциты и кварцевые альбитофиры — 1,01. В соответствии с этим горные породы месторождения по степени перемежаемости и рассланцевания разбиты им на четыре класса: I — до 200 плоскостей-контактов рассланцевания на 1 м скважины, IV — до 1500.

Такое разделение пород наглядно демонстрирует зависимость интенсивности зенитного искривления скважин (табл. 8) от степени неоднородности структурно-механических свойств горных

Таблица 8

ИЗМЕНЕНИЕ ИНТЕНСИВНОСТИ ЗЕНИТНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ ПО КЛАССАМ РАССЛАНЦЕВАНИЯ

Класс рассланцевания пород	Интенсивность искривления скважин (градус на 10 м) при углах их встречи с напластованиями пород (градус)		
	10—20	25—40	50—70
I	0,70	1,00	1,47
II	1,28	1,34	1,96
III	—	1,63	2,20
IV	1,65	1,92	2,54

пород, а также и от углов их встречи с напластованиями. Приведенные в таблице зависимости при постоянных углах заложения скважин практически также отражают изменение интенсивности зенитного искривления скважин от величины их углов встречи с напластованиями пород. Однако при условии их заложения с разными углами наклона разброс значений (доверительный интервал) интенсивности может оказаться слишком большим (так как в этом случае скважины будут иметь разные углы встречи с напластованием пород) и приведенная зависимость будет иметь невысокую достоверность.

Методически более правильно во всех случаях устанавливать средние величины интенсивности искривления скважин и указывать доверительный интервал значений. Подобным образом Л. С. Первеевым [46] рассчитаны зависимости интенсивности зенитного искривления скважин от углов падения пород (табл. 9) ряда месторождений Донбасса, существенно различающихся по степени анизотропии механических свойств. Анизотропия пород определялась по методике Л. А. Шрейнера (вдавливание в образец горной породы цилиндрического штампа с плоским основанием) в направлениях, параллельном напластованию и перпендикулярном к нему, подобно тому как это показано в табл. 1. Было установлено, что коэффициенты анизотропии K_T в разных районах Донбасса различны. Это определяется прежде всего степенью

ЗАВИСИМОСТЬ ЗЕНИТНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН
ОТ УГЛОВ ПАДЕНИЯ ПОРОД

Угол падения пород (встречи), градус	Интенсивность зенитного искривления (градус на 100 м) при степени метаморфизма и анизотропии пород K_T		
	слабой 0,99	средней 1,26	сильной 1,35
5—15 (85—75)	0,46 ± 0,23	0,52 ± 0,22	0,99 ± 0,22
16—25 (74—65)	0,88 ± 0,21	1,19 ± 0,27	1,76 ± 0,65
26—35 (64—55)	1,03 ± 0,19	1,15 ± 0,24	2,80 ± 0,60
36—50 (54—40)	—	1,47 ± 0,58	2,86 ± 0,40

метаморфизма горных пород, слагающих тот или иной район. Так, в районах с наименьшей степенью метаморфизма (Красноармейский и Лиспчанский, зоны развития газовых и длиннопламенных углей) породы слабо анизотропны, а коэффициент K_T примерно равен единице (средний $K_T = 0,99$). В районе средней степени метаморфизма (Донецко-Макеевский, зона коксовых углей) горные породы имеют уже сравнительно высокую степень анизотропии (средний $K_T = 1,26$). В районах, сложенных породами наибольшей степени метаморфизма (Чистяково-Снежинский, зона антрацитовых углей), коэффициент анизотропии достигает 1,5—1,7 (средний $K_T = 1,35$). Интенсивность зенитного искривления скважин во всех указанных районах увеличивается по мере роста коэффициента анизотропии K_T (и в соответствии с классификацией горных пород приведенной в табл. 1), а также в зависимости от увеличения углов встречи скважин с напластованием пород (табл. 9).

Из сравнения данных табл. 2, 5, 7 и 9 видно, насколько значительна разница в интенсивности искривления колонковых скважин в разных геологических регионах. Так, на месторождениях Доббасса (осадочные породы малых и средних категорий по бурваемости, разница в твердости прослоев минимальна, см. табл. 1) интенсивность составляет 0,46—2,86, на месторождениях Урала 7—11, а в Восточном Казахстане (значительная перемежаемость пород от средних до наиболее высоких категорий по бурваемости по классификации табл. 1) достигает 20—29° на 100 м). Таким образом, наряду с анизотропией и перемежаемостью пород большое значение имеют степень расслаивания и разница в твердости контактирующих пород. Одновременно с этим можно видеть, что наиболее «пseudобными» являются углы встречи (или падения пород), равные 35—50°. Именно при этих углах величина отклоняющей силы достигает наибольших значений, что приводит к сильному изгибу керна и ствола скважины, а также влияет на полноту выхода керна.

На основании приведенных зависимостей установлено, что в сравнительно однородных слабо анизотропных породах группы В интенсивность зенитного искривления скважин алмазного бурения

мало зависит от глубины скважины, а их зенитные углы остаются сравнительно постоянными на каждом интервале глубины. Так, по ряду скважин перечисленных ранее месторождений, пробуренных в породах группы В, интенсивность зенитного искривления на глубинах 100, 200, 300, 400 и 500 м составила в среднем 2,2; 1,7; 1,3; 1,0; 1,2° на 100 м при небольших разбросах значений, а зенитные углы увеличиваются по интервалам на величину интенсивности. Закономерное увеличение зенитных углов с глубиной скважины подтверждается наличием высокой корреляционной зависимости между ними (коэффициент корреляции для разных месторождений от 0,65 до 0,92), в то время как между кривизной скважины и их глубиной эта зависимость оказалась значительно меньше (коэффициент корреляции меньше 0,5).

В перемежающихся породах также устанавливается подобная зависимость. Причем ее достоверность повышается, если рост величин зенитных углов с глубиной скважин рассматривать применительно к каждому стратиграфическому горизонту, отличающемуся своими физико-механическими и структурными свойствами. Во всех случаях интенсивность искривления скважины и их зенитные углы зависят от величин углов встречи скважины с напластованиями пород. Это можно видеть на примере Белореченского месторождения. При заложении скважин под углом 70° в направлении восстания пород и угле их падения, равном также 70°, интенсивность зенитного искривления изменяется следующим образом

Интервал глубин, м	100	200	300	400	500
Интенсивность зенитного искривления, градус на 100 м . .	5,9	9,8	9,3	6,0	3,9—3,0
Угол встречи, градус	40	40—50	50—60	60—70	70—75

Искривление скважины вниз по падению пород, когда ее угол встречи с напластованиями пород достигает некоторой критической величины, является, как правило, нежелательным, так как это часто приводит к пропуску зоны полезного ископаемого. Величина критического угла не является постоянной и изменяется в зависимости от физико-механических свойств горных пород разных месторождений, вида и технологии бурения скважины. В качестве примера можно привести искривление нескольких скважин. На Казском месторождении скв. 558 в однородных сленитах и диабазовых породах пробурена без искривления (углы встречи 35—30°); затем в пределах расщепленной дайки диабазов (углы встречи 15—22°) выкрутилась с интенсивностью 0,5—1° на 100 м, а после выхода снова в однородные породы ее искривление прекратилось. По скв. 574 прямолинейные интервалы чередовались с интервалами выполаживания и выкручивания, а в общем скважина выкрутилась с интенсивностью 0,5—0,8° на 100 м. Интервалы выполаживания приурочены к породам с углами встречи 30—40°, интервалы

наклоны скважин — к углам 27—22—10°, а прямолинейные — к углам 30—27°. На Левинхинском месторождении (по данным В. Е. Коштыкова) искривление скважин происходило при 12—14° (однако В. В. Коштыков отмечает случаи искривления скважин по падению пород и при углах встречи до 50°).

Для определения величин критических углов встречи намп установлено эмпирическая зависимость ряда факторов, которая удовлетворительно объясняет изменение критических углов встречи:

$$\gamma_{кр} = \text{arctg} \frac{\mu S P_M (P_T + 2P_M)}{P P_T}, \quad (10)$$

где μ — коэффициент внешнего трения алмаза о горную породу (равен от 0,1 до 0,5; принимаем 0,35); S — площадь контакта коронки с породой, см² (при $\varnothing 59$ мм $S = 11,5$ см²); P — осевая нагрузка, кгс (принимаем: 600, 800, 1000 кгс); P_M, P_T — твердости контактирующих мягких и твердых пород, кгс/мм² (по Л. А. Шрейверу).

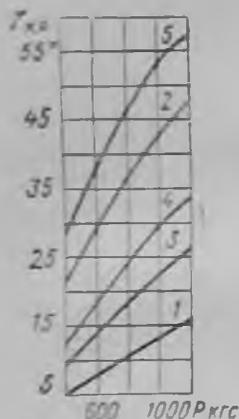


Рис. 8. Характер изменения критических углов встречи скважин алмазного бурения с напластованиями горных пород.

Кривая	μ	P_M	P_T
1	0,35	175	250
2	0,35	175	650
3	0,35	250	350
4	0,35	250	650
5	0,15	250	650

В случае контакта пород VII—VIII категорий по буримости $\gamma_{кр}$ будет равен: а) 14°, б) 18°, в) 22° 30', а при контакте пород VII—XI категорий: а) 18° 15', б) 24°, в) 29° 30'.

Эта зависимость показывает, что критический угол встречи увеличивается при уменьшении коэффициента трения алмазной зашлифованной коронки о породу, увеличении осевой нагрузки и разницы в твердости контактирующих пород (рис. 8). Для предупреждения резких перегибов стволов в направлении падения пород пересечение их контактов (зон значительной перемежаемости и особенно пород резко различной твердости) должно осуществляться незашлифованными коронками с хорошим обнажением алмазов при сниженной осевой нагрузке. Увеличение скорости вращения бурильной колонны, наоборот, позволяет снизить интенсивность искривления скважины и повысить величину угла встречи, при которой произойдет ее искривление вниз по падению пород.

Особый случай искривления скважин постоянно вниз по падению пород напластований пород независимо от величины их углов встречи

($90^\circ > \gamma > 0$) был установлен автором при изучении искривлений скважин на Каражалском месторождении в Центральном Казахстане. Такой характер искривления скважин объясняется тем, что в разрезе месторождения имеются интервалы, сложенные породами неравномерной твердости в пределах каждого отдельного слоя. Увеличение твердости такого слоя происходит постепенно от верхнего контакта к нижнему, и разница в их твердости достигает 0,5—1,0 категории по буримости (по определителю твердости ОТ-ВИТР).

При бурении таких пород алмазная коронка при переходе из вышележащего слоя в нижний постоянно переходит из более твердой породы в менее твердую. Происходит набор кривизны в сторону менее твердой породы (т. е. вниз по падению контакта, см. рис. 9) и при частой перемежаемости таких слоев (до 30—50 прослоек на 1 м ствола) весьма значительное искривление скважины (до 5—10° на 100 м) в направлении падения контакта независимо от величины угла встречи скважины с ним. Искривление прекращается только в том случае, когда направление скважины совпадает с плоскостью напластований.

Такой характер искривления объясняется следующим. Каждый цикл осадконакопления начинался выносом с суши терригенного материала, представленного главным образом мелкими зернами кварца, полевого шпата и глинистого материала. В первую очередь происходило отложение более крупного кварцево-полевошпатового материала. Постепенно, по мере выпадения в осадок, его процентное содержание в растворе сокращалось и осадконакопление происходило все в большей степени только за счет накопления глинистого материала (до полного замещения первого вторым). Затем цикл подобного осадконакопления повторялся в той же последовательности. Последующий метаморфизм привел к образованию слоев, нижний контакт которых сложен кварцевым песчаником с постепенным переходом песчаника в глинистый аргиллит по верхнему контакту.

Приведенные закономерности зенитного искривления скважин алмазного бурения отражают их действительное искривление. Они установлены на основании большого производственного и экспериментального материала и могут быть обобщены в виде сводных схем направлений искривлений этих скважин на вертикальной плоскости в зависимости от основных определяющих геологических факторов (технологические факторы в большей мере влияют на величины интенсивностей искривления скважин).

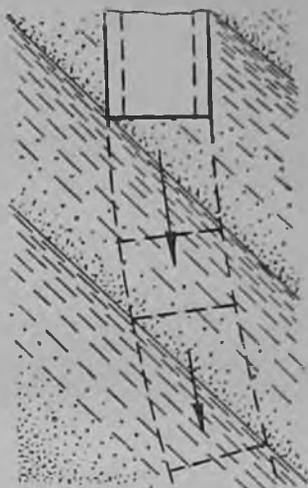


Рис. 9. Характер искривления скважины при бурении пород неравномерной твердости (месторождение Каражалское, Центральный Казахстан).

Такими факторами в первую очередь являются физико-механические, структурные и другие свойства горных пород и углы встречи скважин с плоскостями напластований этих пород. В соответствии с этим скважины, расположенные в разных секторах сводной схемы, показанной на рис. 10 и 11, будут иметь различные направления, а также и интенсивность их искривления (последняя

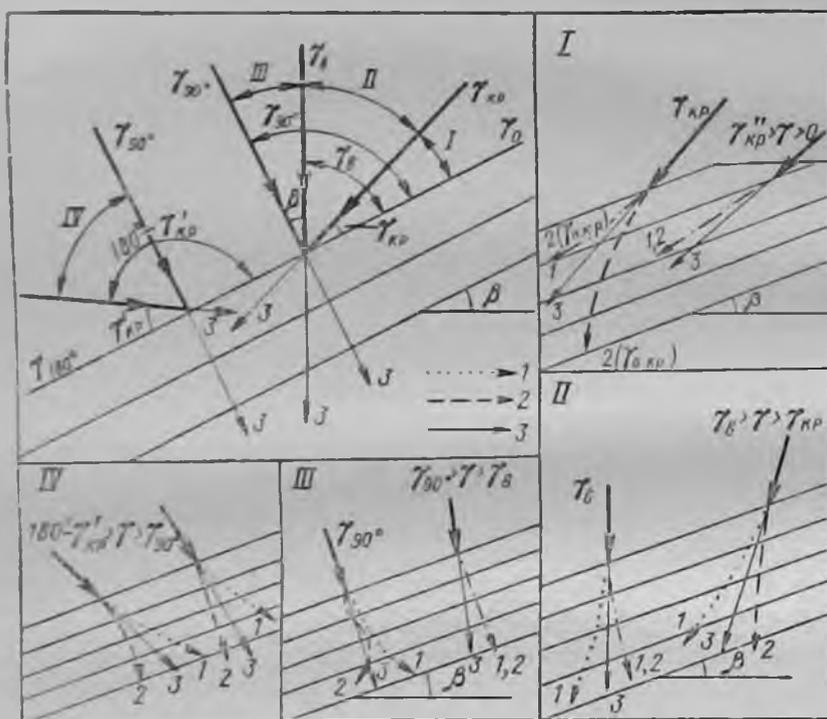


Рис. 10. Схема zenithных искривлений скважин алмазного бурения, заданных в направлении падения и восстания пород.

1 — в сравнительно однородных изотропных породах (группа В), 2 — в анизотропных и перемежающихся породах (группы А, Б), 3 — проектные направления скважин.

в каждом секторе будет в той или иной степени зависеть также от величины zenithного угла скважины и других факторов).

Таким образом, в зависимости от углов встречи скважин с напластованиями пород и направлениями их наименьшей твердости zenithные углы скважин могут увеличиваться (выполаживание ствола) или уменьшаться (выкручивание ствола):

— в сектор I (рис. 10) при $\gamma_{кр} > \gamma > 0^\circ$ попадают скважины алмазного бурения, имеющие наклонное заложение в направлении падения пород; при бурении все скважины в этом секторе неполаживаются независимо от состава пород в направлении падения последних;

— в секторе II при $\gamma_B > \gamma > \gamma_{кр}$ скважины также имеют наклонное заложение в направлении падения пород; в породах групп А, Б скважины выкручиваются до вертикали и затем выпо-

лаживаются в направлении восстания пород, т. е. могут изменить свой азимут на 180° (их поворот может также произойти по дуге большего или меньшего радиуса с последовательным выполаживанием ствола, без выкручивания, если скважина была заложена не вкрест простирания пород); в породах группы В скважины выполаживаются в направлении падения пород;

при вертикальном заложении скважин $\gamma = \gamma_n > \gamma_{кр}$ в породах групп А и Б скважины выполаживаются в направлении восстания,

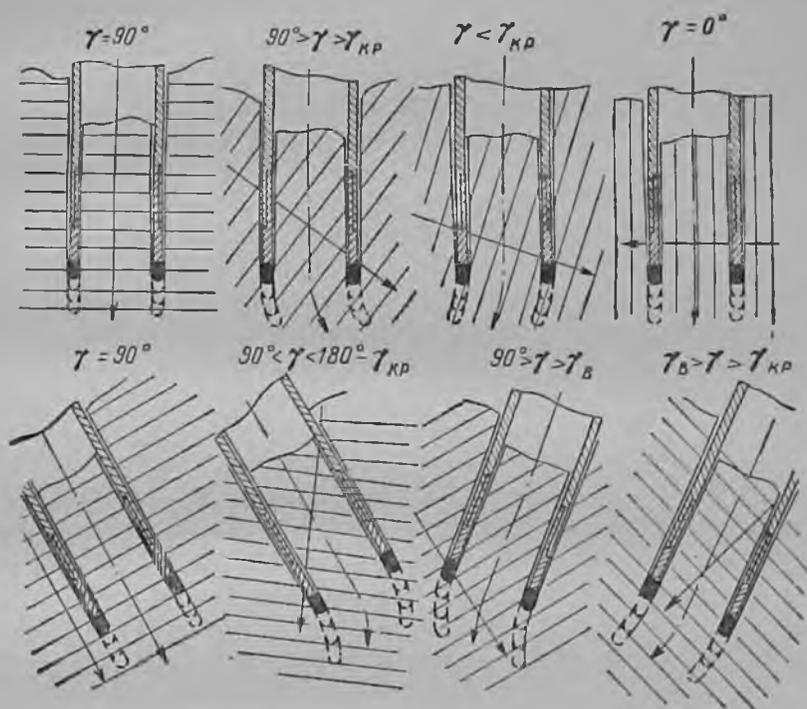


Рис. 11. Направления зенитных искривлений скважин алмазного бурения в перемежающихся анизотропных породах.

а в породах группы В из-за влияния случайных факторов могут выполаживаться в любом направлении;

— в секторе III при $90^\circ > \gamma > \gamma_n$ скважины также являются наклонными (они заложены в направлении восстания пород); они выполаживаются независимо от состава пород в направлении их восстания (в перемежающихся породах после выхода ствола перпендикулярно к напластованию набор кривизны в основном прекращается);

— при заложении скважин перпендикулярно к напластованию $\gamma = 90^\circ$ в породах групп А и Б их стволы остаются сравнительно прямолинейными, а в породах группы В скважины из-за влияния случайных факторов могут выполаживаться (с большей вероятностью в направлении восстания пород и с незначительной интенсивностью);

— в секторе IV при $90^\circ < \gamma < 180^\circ - \gamma_{кр}$ все скважины являются наклонными; в породах группы A и B скважины выкручиваются и могут уменьшать свой зенитный угол до тех пор, пока они не займут положения, перпендикулярного к напластованию пород; в породах группы B скважины будут продолжать выполаживаться в направлении восстания пород;

— при горизонтальном заложении скважин их направление также не сохраняется постоянным. По исследованиям В. С. Леринмана (1969 г.) на Киргизском горнорудном комбинате и Ю. В. Кодзаева (1971 г.) на Садонской группе месторождений, при бурении горизонтальных скважин алмазного бурения глубиной до 70 и до 300—500 м изменение зенитных углов достигает $1-2^\circ$ на 100 м, в то время как изменение азимутальных углов, как правило, невелико и составило лишь $0,2^\circ$ на 100 м. Анализ зенитных искривлений скважин, пробуренных из подземных горных выработок месторождений Хибин, показывает, что их стволы в породах группы B могут выполаживаться (зенитные углы превышают 90°) вверх на восстание пород (до положения, параллельного их напластованию) при заложении скважин против падения пластов и выкручиваться при заложении скважин в направлении их падения. В породах группы B скважины в основном выкручиваются;

— при $180^\circ > \gamma > 180^\circ - \gamma_{кр}$ скважины могут быть слабо наклонными, горизонтальными и восстающими. В соответствии с вышеизложенным они также могут как выполаживаться, так и выкручиваться (в зависимости от состава пород и заложения скважин по отношению к напластованию).

Азимутальные искривления

Азимутальное искривление скважин является отображением их общего искривления на горизонтальную плоскость и поэтому должно рассматриваться в зависимости от тех же факторов, что и зенитное, т. е. от физико-механических свойств разбуриваемых горных пород и углов встречи стволов с напластованиями (и в меньшей степени от других факторов). Так, в сильно перемежающихся породах группы A азимут изменяется в ту сторону, с которой простирание пород и ось скважины составляют острый угол, т. е. как в направлении вращения колонкового снаряда, так и против него. Интенсивность азимутального искривления обычно тем больше, чем меньше указанный угол и зенитный угол скважины и чем сильнее перемежаемость и анизотропия пород. В качестве характерного примера можно привести Малиноваракское слюдяное месторождение в Северной Карелии. Разведка его осуществляется скважинами алмазного бурения, которые закладываются вдоль параллельно расположенных геологических профилей. При этом, по данным Э. Ф. Александрова, азимутальное направление скважин на правом фланге изменяется в правую сторону,

в центре остается почти без изменений, а на левом — в левую сторону (по нашим наблюдениям, по ряду месторождений при положении скважин $\gamma = 90^\circ$ азимут обычно не остается строго постоянным, а колеблется относительно этого положения в интервале $5-15^\circ$).

Чтобы предотвратить или снизить азимутальное искривление скважин, их проектное заложение следует выполнять вкрест простирания пород. Метод опережающего заложения скважин по азимуту под острым углом к простиранию пород, применяемый на некоторых месторождениях, рассчитан на случайное попадание их забоев на проектный геологический разрез в результате еще более интенсивного азимутального искривления и для большинства месторождений не является приемлемым. В этих случаях необходимо по ориентированным кернам установить действительное простирание и падение пород и производить заложение скважин по среднему оптимальному азимуту, при котором их азимутальное искривление является наименьшим. Именно такой способ позволил существенно снизить азимутальное искривление скважин на Тишинском и других месторождениях Восточного Казахстана. Оптимальный азимут следует определять путем отстройки розы азимутальных направлений скважин на конкретном месторождении или его участке.

Весьма интересным и показательным является также азимутальное искривление скважин при разведке Хдбинского апатитового массива, который имеет концентричное строение. В соответствии с этим на разных месторождениях массива искривление скважин происходит хотя и по разным средним азимутальным направлениям, но вкрест простирания пород на каждом участке. При этом наклонные скважины, заданные против направления естественного искривления, обычно изменяют свой азимут на $100-180^\circ$, описывая при этом плавную дугу с последовательным ростом зенитных углов (если скважина при заложении имеет острый угол с простиранием пород), либо выкручиваются до вертикального положения, а затем далее выполаживаются в противоположном направлении (т. е. на 180°) также с последовательным увеличением зенитных углов (если скважина была заложена вкрест простирания пород). Примером может служить скв. 656 месторождения Кукисвумчорр. Поэтому бурение скважин по таким профилям возможно только при использовании искусственных отклонителей. Аналогичный характер азимутального искривления имеют скважины Бакальского, Каражальского и других месторождений.

Изменение азимутального направления скважин, так же как и интенсивности их зенитного искривления, может происходить при переходе из пород одного стратиграфического горизонта в другой, если между ними имеет место стратиграфическое угловое несогласие. Это особенно заметно, когда породы таких горизонтов значительно различаются по составу и физико-механическим

свойствам (переход из однородных пород в сильно перемежающиеся анизотропные). Примером является Бакальское месторождение, имеющее складчато-блоковую структуру и характеризующееся большим разнообразием пород (см. табл. 3).

Интересно азимутальное искривление скважин на Зырянском полиметаллическом месторождении (Рудный Алтай), породы которого собраны в вытянутую в широтном направлении антиклиналь с крутыми углами падения — $30-90^\circ$. При проходке сравнительно однородных массивных алевролитов и кварц-серпичитовых сланцев масляной толщи скважины (их начальный азимут 26° , угол наклона 73°) имеют левое азимутальное искривление, т. е. в сторону восстания пород. При переходе в часто перемежающиеся по составу и твердости и интенсивно трещиноватые породы березовской свиты скважины интенсивно искривляются в правую сторону (увеличение азимутальных углов), т. е. по падению пород.

На Ирисуйском месторождении при проходке крутопадающих (75—85) известняков, пересеченных многочисленными дайками и тектоническими нарушениями (трещины, зоны смятия), скважины при вертикальном и слабонаклонном заложении имеют небольшие углы встречи с контактами пород. Поэтому, как правило, они выкручиваются и имеют правое азимутальное искривление, т. е. при углах встречи оси скважины с напластованием пород $10-20^\circ$ происходит искривление скважины вниз по падению пород с одновременным их выкручиванием (до 3° на 20 м). При углах встречи более $20-30^\circ$ скважины выполаживаются с интенсивностью $2-3^\circ$ на 100 м [5].

При разведке месторождений, сложенных горными породами небольшой перемежаемости и анизотропией (группа Б), азимутальное искривление скважин определяется влиянием как геологических, так и технологических причин. Примером этого могут служить ряд скважин Казской группы месторождений и некоторых других. Это влияние проявляется в том, что некоторые скважины от положения, близкого перпендикулярному к простиранию пород, под влиянием технологических факторов ($\Delta\alpha_T > \Delta\alpha_0$) искривляются в направлении вращения колошкового снаряда на $15-25^\circ$ (интенсивность примерно до 10° на 100 м). По мере отхода от первоначального направления степень влияния геологических факторов (неравномерность разрушения поверхности забоя) начинает увеличиваться, и при отходе на $15-25^\circ$ начинается обратное азимутальное искривление в левую сторону — вкrest простирания пород (примерно с равной или несколько большей интенсивностью). После этого отмечаются прямолинейные по азимуту участки ствола или искривление скважины повторяется. По мере увеличения одноплоскостности пород отклонение скважины в направлении вращения снаряда увеличивается, а в обратную сторону (вкrest простирания пород) сокращается.

В сравнительно однородных изотропных и слабо анизотропных породах (группа В) скважины алмазного бурения искривляются

главным образом в направлении вращения колошкочного снаряда с невысокой интенсивностью (примерно $3-5^\circ$ на 100 м). Передко скважины большой глубины при малых зенитных углах (до $5-8^\circ$), особенно в горных породах горизонтального и пологого залегания, изменяют свой азимут на 360° и более, образуя спиралевидную винтовую линию.

В общем случае искривление вертикально забуриваемых скважин алмазного бурения определяется следующими зависимостями. Скважины, расположенные в центральных частях синклиналиальных складок, на крыльях моноклиналиальных складок пологого залегания и т. п., углы встречи которых с напластованиями пород составляют $70-90^\circ$, имеют незначительное зенитное и азимутальное искривление. Тем не менее при больших глубинах скважин и небольших расстояниях между точками разведочной сети такое искривление может привести к нарушению заданной плотности сети и необходимости дополнительного бурения скважин, если оно не будет учтено при проектировании их профилей на конкретном месторождении.

Скважины, расположенные на крыльях синклиналиальных и антиклиналиальных складок, углы встречи которых с напластованием пород составляют от 70° до $\gamma_{кр}$, искривляются в направлении, перпендикулярном к напластованию пород, т. е. вверх по восстанию (вышолаживаются), их азимутальное искривление определяется углом встречи с простиранием пород. При углах встречи, меньших $\gamma_{кр}$, скважины искривляются вниз по падению пород, причем одновременно они могут либо вышолаживаться (направление скважины и линии падения пород совпадают), либо выкручиваться (направление скважины и линии падения пород противоположны, см. рис. 10).

Скважины, расположенные в центральных частях антиклиналиальных складок, обычно искривляются в сторону погружения шарнира складки или по ее осевой плоскости в направлении, перпендикулярном к напластованию пород. Вблизи вершин антиклиналиальных с крутыми углами падения углы встречи сравнительно быстро уменьшаются с глубиной даже в тех случаях, когда скважины забуриваются вертикально, и при достижении критических величин углов встречи происходит их искривление вниз по падению пород с постепенно сокращающейся интенсивностью, по мере того как положение скважины приближается к параллельному напластованию. Если основная структура месторождения осложнена складками второго или третьего порядка, то искривление скважин чаще происходит в соответствии со структурами второго порядка, но интенсивность искривления будет изменяться в более широких пределах.

Приведенные закономерности и примеры свидетельствуют о том, насколько важно при изучении искривления скважин выявить весь разнообразный комплекс факторов, определяющих искривление, найти и выделить взаимосвязанные группы факторов (причин) и степень влияния каждой из таких групп на искривление скважин на однотипных участках. Далее необходимо определить основные

факторы искривления каждой конкретной скважины и механизм этого процесса, с тем чтобы управление положением скважины в пространстве строилось на основе теоретического предвидения ее возможного искривления, что позволит осуществлять их проходку по наиболее экономически выгодным и технически осуществимым кратчайшим направленным трассам. Установленные факторы и их зависимости могут явиться основой для разработки методов моделирования таких видов движения бурильной колонны и колонкового набора, которые будут наиболее оптимальными для управления пространственным искривлением скважины в процессе ее бурения.

Таким образом, изучение процесса искривления скважин и закономерностей этого процесса и особенно разработка методов их моделирования с наперед заданными параметрами должны строиться на системном подходе, где чисто качественное описание процесса должно сочетаться с его количественной оценкой. Это значит, что из большого числа признаков, характеризующих объект исследования (механизм и закономерности искривления), необходимо выделить такое количество важнейших признаков, которое достаточно для отнесения объекта к тому или иному классу и его полной характеристики. Использование одного признака (фактора) обычно недостаточно для достоверной оценки; достоверность возрастает при увеличении числа признаков (в нашем случае, направлений и интенсивности искривлений в зависимости от состава пород группы А, Б, В, их углов падения, углов встречи, зенитных углов скважины и т. п.). Поскольку не все признаки равноценны, следует выбирать прежде всего такие, которые несут наибольшую информацию (с наибольшей полнотой характеризуют основные признаки, например состав пород и угол встречи), и распределять их по степени важности.

Достоверность оценки признака прямо зависит от точности измерения параметров. Все параметры можно разделить на две группы: объективные, т. е. выраженные количественно, и описательные, которые могут быть разбиты на подгруппы и им присвоено определенное числовое значение в зависимости от их значимости. Применение подобного системного подхода позволяет оценивать исследуемые зависимости с достаточно высокой степенью вероятности их события.

В конечном итоге это должно позволить на каждом месторождении устанавливать наиболее достоверные закономерности искривления скважин, рассчитывать их профили для проведения по кратчайшим расстояниям в проектные пункты разведочных сетей и определять достоверность проведения скважины по таким профилям. Последнее необходимо для определения возможных величин отходов от профилей реальных скважин при их бурении и необходимого количества и глубины постановок искусственных отклонителей.

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ИСКУССТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ И МНОГООСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА

При бурении направленных и многоствольных геологоразведочных скважин малого диаметра применяются искусственные отклонители различного назначения и основанные на разных принципах их действия. По своему целевому назначению искусственные отклонители могут быть разделены на две основные группы: на технические средства для забуривания нового ствола скважины и для искусственного искривления скважин с естественного забоя.

Технические средства первой группы предназначены для забуривания на заданном интервале скважины или дополнительного ствола при:

- бурении многоствольных скважин;
- проверке аномалии, установленной геофизическими методами в межскважинном пространстве;
- обходе интервалов сложных аварий, интервалов протяженных желобов и т. п.;
- повторном перебуривании зоны полезного ископаемого в случае недостаточного выхода керна, а также повторном опробовании;

— отборе проб значительной массы для представительных технологических и других исследований минерального сырья и др.

Применяемые для указанных целей технические средства — клинья — могут быть разделены на неизвлекаемые стационарные и извлекаемые специальные.

Неизвлекаемые стационарные клинья являются отклонителями однократного использования, т. е. после установки такого клина на заданном интервале скважины, отбуривания от него дополнительного ствола нового направления и выполнения геологической задачи такой клин из скважины не

извлекается. Исключением являются клинья, устанавливаемые на ориентированный подпятник. После завершения бурения дополнительного ствола от такого клина часть его (отклоняющий желоб) может быть извлечена на поверхность и использована повторно.

Извлекаемые специальные клинья служат для оперативного перебуривания пропущенных угольных пластов (а также зон других полезных ископаемых) и отбора технологических проб, которые после отбуривания одного или нескольких дополнительных стволов небольшой длины обычно извлекаются на поверхность.

Стационарные клинья устанавливаются на искусственный забой (металлическую, щебеночную, цементную пробку, специальный подпятник или пробку-мост из синтетических смол и т. п.), предназначенный для перекрытия ствола скважины, или на оставленную в скважине в результате аварии буровую колонну, колонковую трубу и т. д.

К неизвлекаемым отклонителям относятся:

— клин отклоняющий стационарный КОС-73-2° 30', КОС-57-2° 30', КОС-44-2° 30' Всесоюзного научно-исследовательского института методики и техники разведки (ВИТР) в комплексе с пробкой-искусственным забоем ПЗ-73, ПЗ-57 и ПЗ-44;

— клин отклоняющий стационарный с гидравлической системой его раскрепления в стволе скважины КОСГ-73-2° 30' и КОСГ-57-2° 30', разработанный на основе КОС совместно специалистами ВИТР и геологического комитета Народной Республики Болгарии;

— стационарный клин КС (сварной) Восточно-Казахстанского геологического управления;

— клин СКО-73 и СКО-57 в комплексе с искусственным забоем типа подпятника Чптинского геологического управления (извлекается только цельнометаллический отклоняющий желоб, основной ствол остается закрытым).

Кроме того, в Оренбургском геологическом управлении используется стационарный клин типа КОС с измененной системой его закрепления в стволе (конусно-клиновая система заменена системой установки на подпятник).

К извлекаемым клиням относятся:

— клин для оперативного перебуривания пропущенных угольных пластов (а также других полезных ископаемых), отбора технологических проб и т. п. типа КПП-73 ВИТР.

Все приведенные искусственные отклонители являются клиньями открытого типа, т. е. после их установки и закрепления в скважине желоб клина открыт для забуривания дополнительного ствола породоразрушающим инструментом того же диаметра, что и при бурении основного ствола. Исключением является клин КПП-73, у которого желоб соединен с корпусом и специальным переходником, служащим для его спуска, закрепления и извле-

чепня, т. е. КПП является клином закрытого типа и при его применении отбуривание дополнительного ствола производится породоразрушающим инструментом, меньшим на один диаметр по сравнению с диаметром осповного ствола.

Технические средства второй группы предназначены для проведения скважин по их проектным профилям в заданный пункт разведочной сети в результате искусственного искривления ствола в любом заданном направлении с естественного забоя скважины. После выполнения операции искусственного искривления отклонители этой группы полностью извлекаются на поверхность и могут быть использованы для повторных постановок.

Отклонители данной группы в свою очередь могут быть разделены на три подгруппы, принципиально отличающиеся друг от друга по характеру выполнения операции искусственного искривления.

1. Отклоняющие снаряды — извлекаемые клинья однократного действия, обеспечивающие при выполнении каждой операции искусственного искривления отбуривание лишь одной пилот-скважины уменьшенного диаметра. После выполнения этой операции снаряды извлекаются из скважины и в дальнейшем могут быть использованы для повторных постановок.

К этой подгруппе относятся:

— отклоняющие снаряды СО-73/46-3° и СО-57/36-3° в комплекте со ступенчатыми расширителями РС-59/76, РС-46/59 и шарнирными компоновками ШК-76 и ШК-59 конструкции ВИТР;

— отклоняющие снаряды СО-73 и СО-57 Восточно-Казахстанского геологического управления (ВКГУ);

— снаряды направленного бурения СНБ-АС76 и СНБ-АС59 в комплекте с расширителем пилот-скважины РПС-59/76 и РПС-46/59 Южно-Казахстанского геологического управления (ЮКГУ);

— снаряды направленного бурения (конусные отклонители) СНБ-КО-73 и СНБ-КО-57 Казахского института минерального сырья (КазИМС);

— извлекаемый клиповый снаряд ИКС-А76 Института минеральных ресурсов (ИМР);

— извлекаемый клип ИК-73 и ИК-57 Управления геологии Киргизской ССР и др.

2. Отклоняющие снаряды клинового типа многократного действия, обеспечивающие выполнение при каждой операции искусственного искривления одного или нескольких последовательных циклов отбуривания пилот-скважины полиразмерного диаметра. К этой подгруппе относятся отклоняющие снаряды типа АНС-73 и АНС-57 Уральского территориального геологического управления (УрТГУ).

3. Бесклиновые скользящие снаряды непрерывного действия, обеспечивающие при выполнении каждой операции искусственного искривления непрерывный набор кривизны на всем интервале

бурения плот-скважины полноразмерного диаметра при одновременном перемещении снаряда, происходящем по мере разрушения забоя и углубки ствола скважины.

К этой подгруппе относятся:

- снаряды «Тарбаган Забайкальский» ТЗ-3-73 и ТЗ-3-57 Забайкальского научно-исследовательского института (ЗабНИИ);
- бесклиповые снаряды направленного бурения БСНБ-А73 и БСНБ-А57 Центрально-Казахстанского геологического управления (ЦКГУ);
- снаряд для направленного бурения СНБ-ОП-73 и СНБ-ОП-57 Института минеральных ресурсов (ИМР).

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ЗАБУРИВАНИЯ НОВОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Для забуривания дополнительных стволов скважин малого диаметра, как было показано выше, применяется сравнительно большое количество искусственных отклонителей разных конструкций. Ниже будут приведены описание и принцип действия наиболее рациональных из них и одновременно будет показано несколько возможных систем крепления этих отклонителей в скважинах. Все эти отклонители в скважинах устанавливаются в основном ориентированно, т. е. искусственный отклонитель устанавливается таким образом, чтобы плоскость его отклонения (отклоняющий желоб или клин) соответствовала проектному направлению, определенному необходимостью выполнения скважиной поставленного геологического задания. Исключением являются отдельные случаи, когда перебуриваются интервалы аварий, производится повторный отбор керна и некоторые другие, для которых нет необходимости в ориентированной установке отклонителя.

Неизвлекаемые стационарные клинья

Существуют следующие технические средства конструкции ВПТР.

Пробка - искусственный забой ПЗ предназначена для перекрытия ствола скважины на заданной глубине и является опорой для стационарного клина.

Пробки ПЗ-73, ПЗ-57 и ПЗ-44 устанавливаются в стволах скважин, пробуренных породоразрушающим инструментом соответственно $\varnothing 76$, 59 и 46 мм. Они имеют аналогичные конструкции и различаются размерами. Конусно-клиновое крепление пробки обеспечивает ее устойчивое раскрепление в стволе скважины; она противостоит как статической нагрузке бурильной колонны любой длины, так и динамической нагрузке, возникающей при постановке на нее стационарного клина; при увеличении нагрузки на пробку надежность ее раскрепления благодаря конусно-клиновому креп-

струкции возрастает. При установке пробки в интервале сильно трещиноватых, кавернозных, обрушающихся пород надежного раскрепления пробки как данной, так и любой иной конструкции может не произойти. Поэтому перед постановкой пробки и стационарного клина необходимо проверять диаметр ствола и состояние стенок скважины в интервале их постановки, и при разработке ствола, превышающей диаметр пробки или клина на 5—8 мм, их установка в пределах данного интервала скважины является нежелательной.

Пробка (рис. 12, а) представляет собой цилиндрический корпус 1 (отрезок колонковой трубы) \varnothing 73, 57 или 44 мм. Корпус имеет три продольных окна, в которых помещены конусные плашки 4, опирающиеся снизу на специальные опоры корпуса, а внутренней поверхностью — на распорный конус 2 и его цилиндрический направляющий стержень 3. Конус 2 закреплен в корпусе 1 винтом, а плашки 4 перед спуском пробки в скважину обвязываются тонкой медной проволокой, проходящей внутри корпуса 1 по специальным поперечным пазам. К верхней части корпуса 1 приварен переходник 5, имеющий левую резьбу, для соединения с гидроприводом (рис. 12, б).

Гидропривод состоит из цилиндрического корпуса 1, к которому снизу приварена втулка 5, имеющая левую резьбу, для соединения с переходником 5 пробки (рис. 12, а); сверху корпус имеет переходник для соединения с бурильной колонной, на которой искусственный забой опускается в скважину. Внутри корпуса помещен поршень 2 со штоком 3, в верхней части которого находится обратный шаровой клапан 4. В сборе нижняя часть штока 3 упирается в расточку распорного конуса пробки.

Установка пробки-забоя производится следующим образом. После ее сборки на поверхности, закрепления конуса 2 винтом и обвязывания плашек с рифленой поверхностью медной проволокой, пробка соединяется с гидроприводом, а последний — с колонной бурильных труб. Пробку следует спускать без толчков и ударов, чтобы избежать срезания винта и обрыва проволоки, удерживающей плашки. После спуска рассчитанного количества труб бурильной колонны с пробкой-забоем последняя труба соединяется с ведущей трубой и пробка устанавливается на заданной глубине. Включается буровой насос и промывочная жидкость подается в колонну (давление жидкости на манометре насоса может достигать 20—25 кгс/см² в зависимости от глубины скважины). Под давлением жидкости поршень 2 и шток 3 привода перемещаются вниз и смещают распорный конус 2 пробки (стопорный винт срезается) из верхнего положения также вниз. Плашки 4 под давлением конуса разрывают проволоку и расходятся в радиальном направлении, упираясь рифлеными поверхностями в стенки скважины. Затем насос выключается, а бурильные трубы медленно опускаются вниз до их остановки. Если закрепления пробки не произошло (не срезался винт), трубы следует поднять

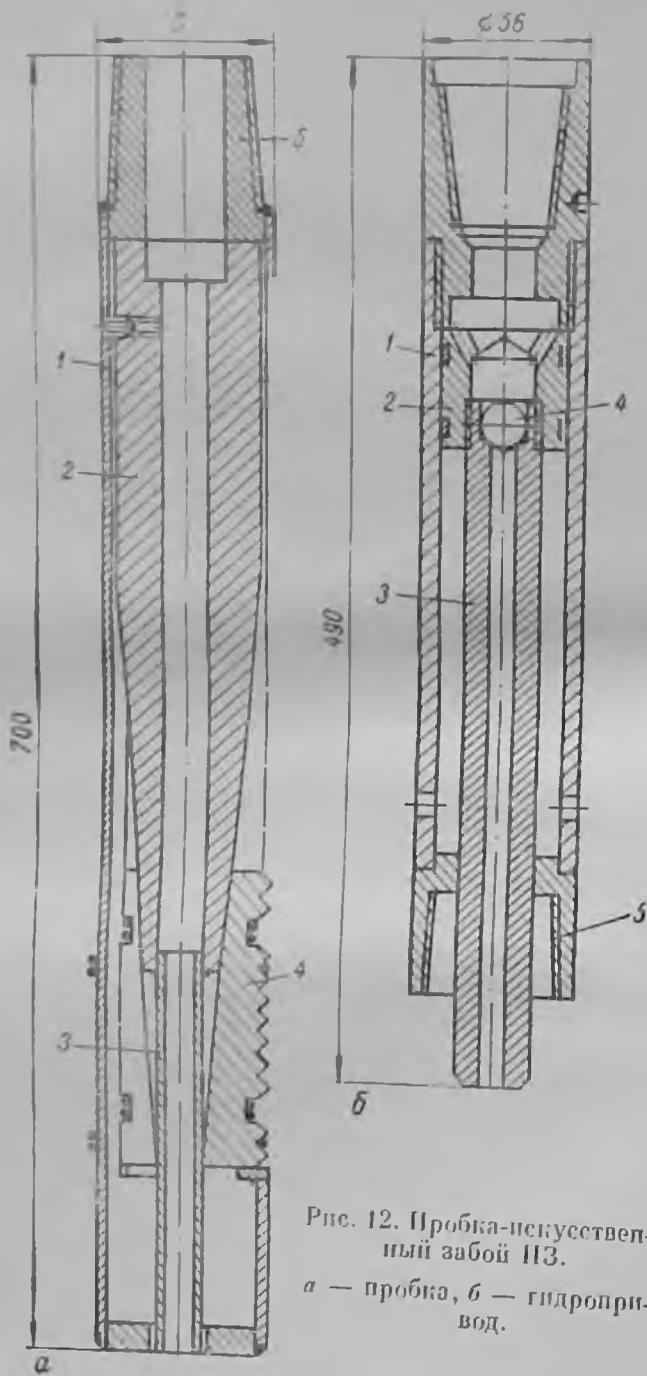


Рис. 12. Пробка-искусственный
забой ПЗ.
а — пробка, б — гидропри-
вод.

на проектную глубину и операцию произвести повторно. После ее раскрепления пробку дополнительно закрепляют путем увеличения осевой нагрузки гидравликой бурового станка на бурильную колонну, гидропривод и корпус пробки (нагрузка составляет до 2000 кгс при $\varnothing 46$ мм и до 3000—3500 кгс при $\varnothing 76$ мм).

Далее для извлечения бурильной колонны из скважины она полностью разгружается (приподнимается на 10—15 см), и при правом вращении колонны (на I скорости) гидропривод отсоединяется от пробки и поднимается на поверхность. Гидропривод можно использовать многократно.

Стационарные отклоняющие клинья КОС-73, КОС-57 и КОС-44 имеют аналогичные конструкции и предназначены для забуривания дополнительных стволов скважин соответственно $\varnothing 76$, 59 и 46 мм; их корпуса имеют наружный диаметр 73, 57 и 44 мм. Они могут устанавливаться для забуривания дополнительного ствола как в сторону выполаживания скважин, так и в сторону изменения их азимута. Постановку стационарных клиньев любых конструкций на выкручивание скважин можно рекомендовать только в отдельных случаях, так как в таком положении желоб клина может перекрыть ствол скважины.

Стационарный клин КОС (рис. 13) состоит из трех основных частей: отклоняющего цельнометаллического желоба I, раскрепляющего устройства II конусно-клинового типа и установочного патрубка III.

Желоб II клина предназначен для отклонения породоразрушающего инструмента при забуривании дополнительного ствола. Угол наклона (скоса) желоба к оси составляет $2^{\circ} 30'$, а длина скоса желоба соответственно 1440 и 950 мм. Желоб изготавливается из стали Ст3. В поперечном сечении он имеет серповидную форму, его внутренняя криволинейная поверхность образована радиусом, равным половине диаметра отбурочного породоразрушающего инструмента. Нижняя цилиндрическая часть желоба соединена с удлинителем I, который изготавливается из отрезка колонковой трубы длиной 2 м. Резьба на удлинителе и желобе — колонковая, удлиненная.

Удлинитель I соединен с раскрепляющим устройством II. Это устройство состоит из соединительной трубы 6 и двух патрубков 3 и 7, соединяющихся между собой резьбами. Верхний 3 и нижний 7 патрубки имеют продольные сквозные прорези. Образовавшиеся пластины (гибкие «лапы») служат для закрепления клина в скважине (3 в верхнем, 6 — в нижнем патрубке). С внутренней стороны к ним приварены клиновые распорные планки. Внутри патрубков размещены распорные конусы 2 и 8, соединенные между собой штоком 5. Верхний конус 2 соединен со штоком жестко (сваркой), а положение нижнего 8 может регулироваться его вращением на резьбе штока. Распорные конусы соединены с корпусом

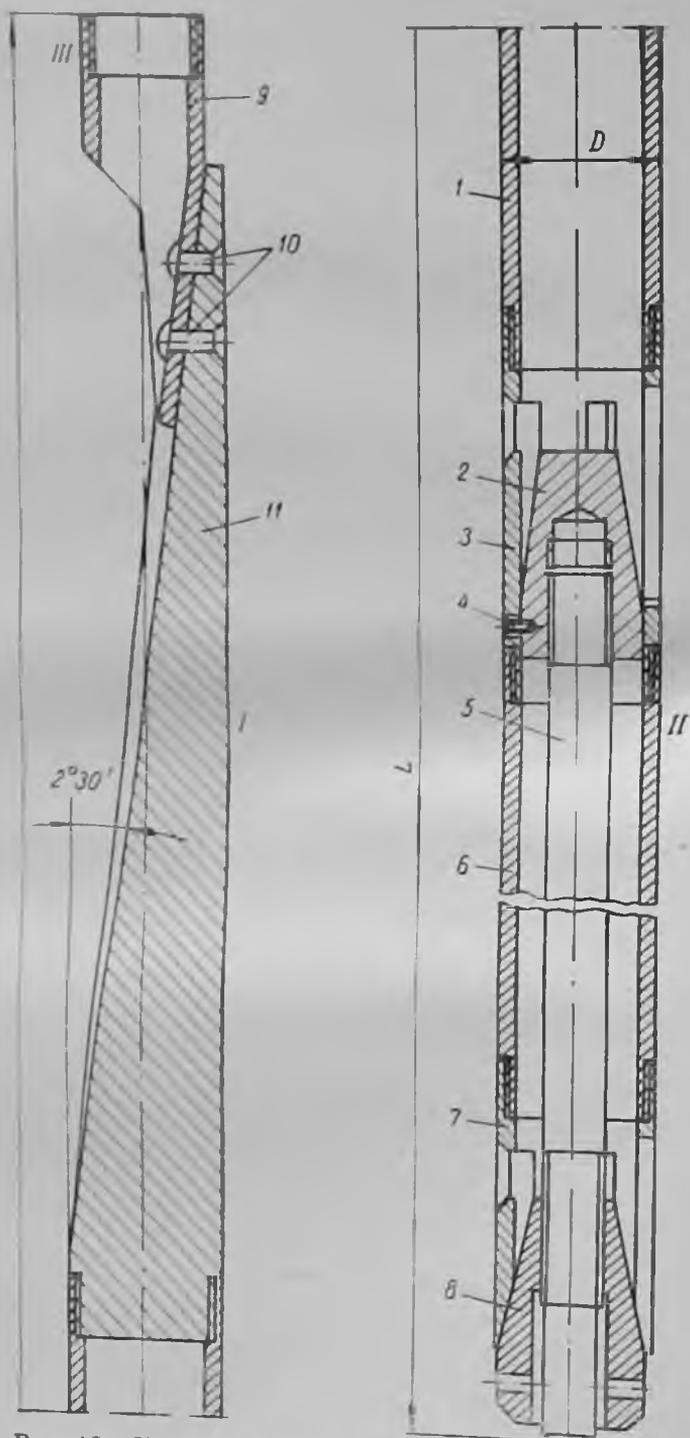


Рис. 13. Клип отклоняющий стационарный КОС конструкции ВИТР.

раскрепляющего устройства, винтом 4, ввернутым через отверстие в верхнем патрубке 3 в верхний распорный конус 2.

Отклоняющий желоб 11 верхней частью («козырьком») присоединен двумя заклепками 10 к установочному патрубку 9, который служит для спуска стационарного клина в скважину и присоединяется к ориентатору той или иной конструкции и затем к колонне бурильных труб.

Ответственной операцией является сборка клина. Необходимо проследить за правильностью сборки раскрепляющего устройства, проверить установку винта 4, соединяющего конус 2 с патрубком 3, измерить диаметр корпуса в нижней части (по патрубку 7). Последний не должен превышать диаметра трубы 6. В противном случае путем вращения конус 8 следует опустить, а лапы согнуть. Все резьбовые соединения раскрепляющего устройства, удлинителя и желоба должны смазываться при заворачивании разогретой канфолью или гудроном и затягиваться до упора.

Методика раскрепления стационарного клина в скважине состоит в следующем. После сборки клина и его ориентации на дневной поверхности и затем в скважине (методы ориентации см. в гл. 4) он опускается на пробку-забой и устанавливается на нее нижним распорным конусом 8. Под действием веса бурильной колонны, а при небольшой глубине установки клина — дополнительной осевой нагрузкой, создаваемой гидравликой бурового станка, срезается винт 4 и корпус раскрепляющего устройства одновременно с удлинителем 1 и отклоняющим желобом 11 перемещается вниз относительно верхнего и нижнего распорных конусов. Пластины с внутренними конусными плапками (лапы) надвигаются на конусы, выходят из корпуса раскрепляющего устройства и расклинивают клин в двух интервалах ствола скважины, что обеспечивает его надежное раскрепление (разработка ствола не должна превышать 5—8 мм). Далее гидравликой станка осевая нагрузка увеличивается до 2000—3500 кгс для срезания заклепок 10, удерживающих патрубок 9; одновременно это обеспечивает дополнительное раскрепление клина в скважине. После срезания заклепок установочный патрубок может быть опущен по плоскости желоба на 20—30 см для того, чтобы прижать верхнюю часть желоба («козырек») к стенке скважины. После этого патрубок из скважины извлекают и начинают забуривание дополнительного ствола.

Стационарный отклоняющий клин с гидравлическим креплением КОСГ (рис. 14) представляет собой конструкцию, совмещающую клин КОС и пробку-забой ПЗ. Такая конструкция позволяет устанавливать клин в скважине с затратами времени, необходимыми для установки пробки-забоя.

Устройство и методика раскрепления клина состоят в следующем. В установочный патрубок вмонтирован штуцер 1, нижняя часть которого ввернута на резьбе в специальное отверстие

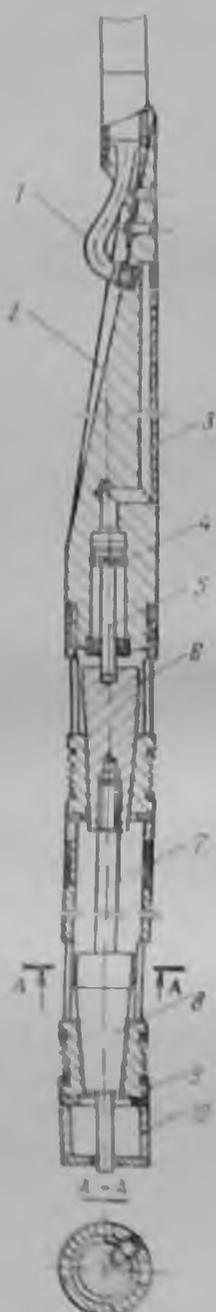


Рис. 14. Клапан стационарный с гидравлической системой распределения в стволе скважины КНСГ.

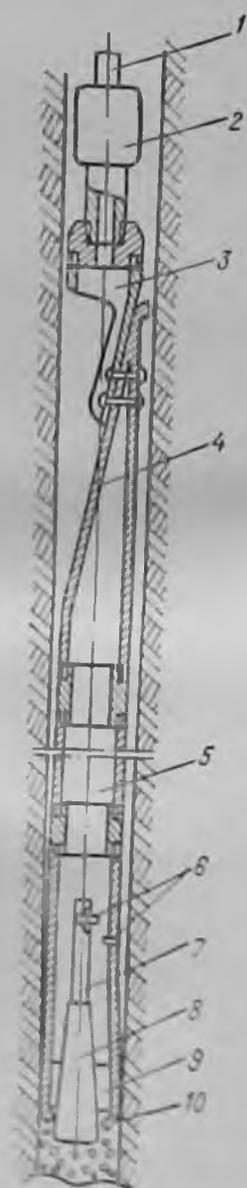


Рис. 15. Клапан стационарный КС (трубный, сварной) конструкции ПКГУ.

в желобе 2. В последнем имеется канал 3 для прохода промывочной жидкости, а в теле желоба просверлено отверстие, в котором помещен поршень 4 со штоком 5 (гидропривод). Нижним концом шток упирается в расточку верхнего распорного конуса 6, а последний штоком 7 соединен с нижним распорным штоком 8. Верхние и нижние распорные плашки 9 (их по 3 в каждом сечении) расположены в окнах корпуса 10 (см. сечение А—А).

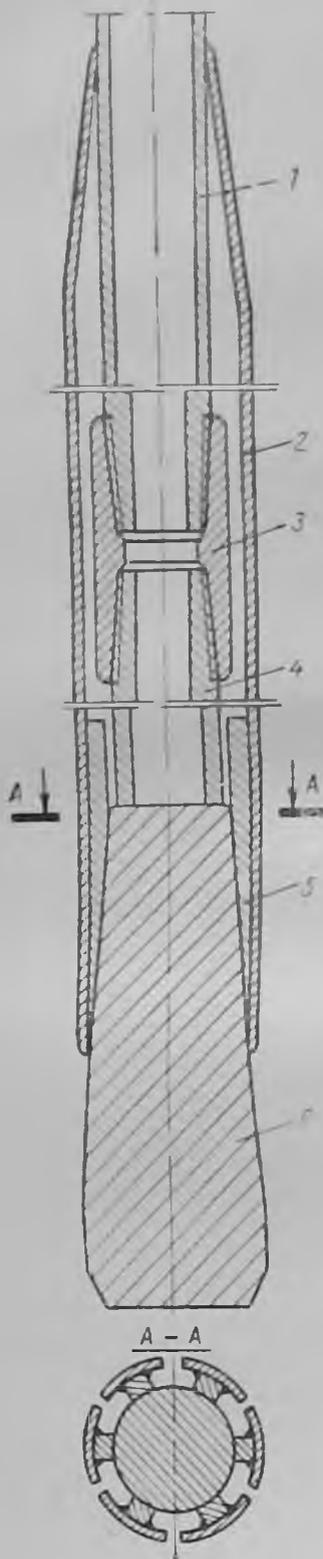
После спуска на проектную глубину и ориентации клина буровая колонна соединяется с ведущей трубой. Включают буровой насос, и промывочная жидкость подается в колонну буровых труб. Под давлением жидкости поршень 4 со штоком 5 перемещается вниз. При этом в том же направлении перемещаются верхний 6 и нижний 8 конусы, плашки разрывают связывающую их проволоку и расходятся в радиальном направлении, врезаясь в стенки скважины. Затем насос выключают и клин дополнительно раскрепляется за счет увеличения осевой нагрузки гидравликой станка до 2000—3500 кгс. При достижении такой нагрузки срезаются заклепки, а также нижняя часть штудера 1, и буровую колонну с установочным патрубком извлекают на поверхность.

Достоинствами этой конструкции клина являются быстрота его установки и надежная система закрепления в скважине.

В геологоразведочной практике при искусственном искривлении скважин малого диаметра сравнительно широко применяются также стационарные клинья, изготавливаемые из колонковых труб. Это, как правило, неизвлекаемые клинья открытого типа. Наиболее удачным и широко применяемым является стационарный клин КС Восточно-Казахстанского геологического управления, поэтому его конструкция может быть представлена как наиболее типовая.

Стационарный клин КС Восточно-Казахстанского геологического управления изготавливается из колонковых труб, а его отклоняющий желоб — из более толстостенных труб (нипельной или короночной заготовки (рис. 15)). Клин состоит из тех же основных частей: установочного патрубка 3 (с ориентатором 2), отклоняющего желоба 4, удлинителя 5 и раскрепляющего устройства. Корпус последнего в нижней части разрезан на три полосы, к которым с внутренней стороны приварены конусные плашки 9. Распорный конус 8 также сваривают из колонковой трубы, в его верхней части закрепляют шток 7, который служит для крепления конуса срезными штифтами 6 к корпусу 10 раскрепляющего устройства.

Раскрепление клина в стволе скважины происходит подобно раскреплению КОС конструкции ВИТР (конусно-клиновая система раскрепления). После спуска и ориентации клин устанавливают на искусственный забой. Под действием веса колонны буровых труб 1, а при небольшой глубине установки — дополнительной осевой нагрузки через гидравлику бурового станка — срезаются штифты 6 и корпус 10 с конусными плашками 9 опускается вниз, надвигаясь на конус 8; пластины нижней части раскрепляющего



устройства раздвигаются и закрепляют клин в стволе скважины.

Основанием для постановки стационарного клина КС служит затяжная пробка конструкции В. М. Шаповалова из Восточно-Казахстанского геологического управления (ВКГУ). Она также изготавливается из колонковых труб и по своему конструктивному устройству аналогична раскрепляющему устройству клина КС.

Усовершенствованная затяжная пробка партии техники разведки Управления геологии Киргизской ССР (рис. 16) представляет собой отрезок колонковой трубы — корпус 2, верхняя часть которого электросваркой разрезана и затем сварена в виде конуса с отверстием для бурильной трубы 1. Нижняя часть корпуса 2 также разрезана на шесть пластин (разрез А—А), и с внутренней стороны к каждой из них приварены клины 5. На нижнюю часть бурильной трубы 1 на левой резьбе навернута муфта 3 и далее через специальный хвостовик 4 раскрепляющий конус 6.

Раскрепление пробок обеих конструкций осуществляют следующим образом. Их опускают на бурильных трубах на 1,0—1,5 м ниже интервала, в котором необходимо создать искусственный забой. Через устье в скважину сбрасывают 3—5 кг стекла, фарфора, крупного щебня. Затем колонну бурильных труб медленно поднимают. Если пробка сброшенным заклиночным материалом в стволе скважины расклинилась, то при дальнейшем подъеме бурильной колонны конус 6 раздвинет разрезанную нижнюю часть пробки с клиньями 5, что обеспечит закрепление пробки в скважине. После этого бурильная труба 1 отсоединяется от муфты 3

Рис. 16. Затяжная пробка конструкции партии техники разведки Управления геологии Киргизской ССР.

конуса и колонну извлекают на поверхность (отсоединение осуществляют при правом вращении на I скорости и усилии на подъем не более 50 кгс). Если при подъеме колонны на 1,5—2,0 м затягивания пробки не произошло, то пробку следует снова опустить вниз и операцию повторить.

Такой способ расклинки не всегда надежен. При постановке пробки в интервале скважины с большими углами (более 20—25°), в кавернозных породах, при бурении с глинистым раствором часть заклиночного материала может задержаться в кавернах, в корке глинистого раствора и затем в процессе бурения привести к заклипыванию колонкового снаряда и другим осложнениям в скважине.

Лабораторией направленного бурения КазИМС затяжная пробка усовершенствована: разработано устройство, в котором затяжная пробка совмещена со специальным контейнером, загружаемым заклиночным материалом [4], что исключает указанные выше недостатки при установке такой пробки. Устройство разработано для скважин дробового бурения, но может быть применено и при искусственном искривлении скважин малого диаметра.

Стационарный клин КС и затяжная пробка требуют больших затрат времени на их установку и в ряде случаев являются менее надежными средствами по сравнению с клином КОС и ПЗ конструкции ВИТР, но благодаря их простоте, меньшей стоимости и возможности изготовления в механических мастерских геологоразведочных партий могут быть рекомендованы для практического применения. Однако их использование следует рекомендовать при проведении дополнительных стволов небольшой длины, и в основном в породах средних категорий по буримости.

Извлекаемые стационарные клинья

Стационарный клин СКО партии новой техники Читинского геологического управления представляет собой комплект, состоящий из извлекаемого цельнометаллического отклоняющего клина (рис. 17, б), специального ориентированно устанавливаемого искусственного забоя — подпятника (рис. 17, в) и крюка для извлечения желоба клина из скважины (рис. 17, а).

СКО-57 и СКО-73 используются для постановки в скважинах, пробуренных породоразрушающим инструментом соответственно \varnothing 59 и 76 мм и имеющих разработку ствола, не превышающую более чем на 10% диаметр СКО. Угол наклона (скоса) желоба клина составляет 2° 40', длина отклоняющего желоба и общая длина клина (без удлинителя) соответственно 1100 и 2685 мм, 1600 и 3080 мм [6, 53].

Цикл искривления скважины и забуривания дополнительного ствола при применении отклонителя СКО состоит из следующих операций:

— установки искусственного забоя — подпятника (рис. 17, в, детали 1—3), представляющего собой металлическую пробку с гидравлично-механическим распорным устройством;

— нанесения отпечатка на свинцовую печать, жестко соединенную переходником 6, удлинителем с ориентатором; извлечения ориентатора с печатью;

— определения по специальной риске и отпечатку на свинцовой печати положения подпятника относительно апсидальной

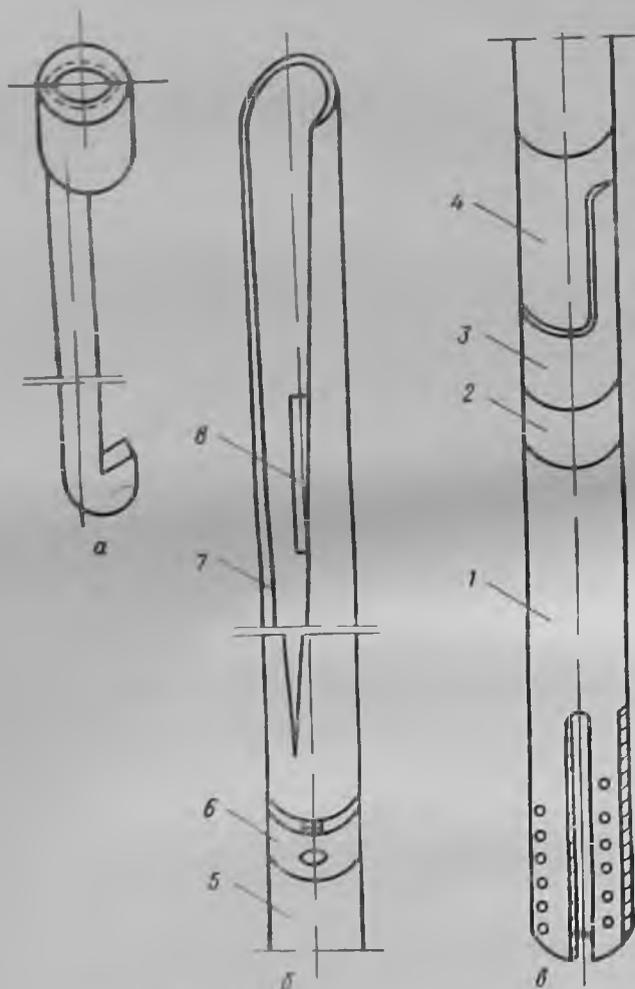


Рис. 17. Стационарный клин с извлекаемым отклоняющим желобом СКО Читинского геологического управления (по Ф. А. Вайнову, Ю. С. Иванову [6]).

плоскости скважины; определения необходимого угла установки отклоняющего желоба 7 (извлекаемый клин) и верхнего замка крепления подпятника (узел 4—6) и закрепления желоба 7 на удлинителе 5 с помощью переходника-фиксатора 6 с контргайкой;

— ориентированного спуска отклоняющего желоба 7 и его установки на нижний замок крепления подпятника (совмещение плоскостей деталей 3 и 4);

— забуривания дополнительного ствола многоствольной скважины и его последующего бурения (отбуривание проводится породоразрушающим инструментом меньшего диаметра);

— извлечения из скважины отклоняющего желоба 7 клина при помощи специального крюка (рис. 17, а), зацепляющего его за отверстие 8.

Таким образом, при установке клина СКО выполняется большое количество операций. Кроме того, после отбуривания дополнительного ствола и извлечения отклоняющего желоба из скважины ее нельзя использовать в дальнейшем как по основному (перекрыт пробкой-подпятником), так и по дополнительному стволу (его устье оказывается поднятым над пробкой и попадание в него невозможно), и особенно для геофизических исследований.

Вместе с тем такая конструкция клина, позволяющая с одного основания пробурить ряд дополнительных стволов в различных азимутальных направлениях, делает его применение особенно целесообразным для разведки месторождений многоствольными скважинами с небольшими отходами дополнительных стволов, для повторного бурения тела полезного ископаемого и особенно для отбора проб большой массы для различных исследований минерального сырья.

Извлекаемый клин КПП-73 конструкции ВИТР особенно эффективен для перечисленных выше целей. Этот клин дает возможность забуривать один или несколько дополнительных стволов на постоянной или изменяемой глубине от забоя скважины и после окончания бурения каждого дополнительного ствола полностью извлекается из скважины, что позволяет осуществлять дальнейшее бурение ее основного ствола (рис. 18).

КПП-73 — клин закрытого типа, с его помощью можно бурить дополнительный ствол породоразрушающим инструментом следующего по размеру меньшего диаметра по сравнению с диаметром клина (т. е. для клина $\varnothing 73$ мм используется отбурочный инструмент $\varnothing 59$ мм).

Клин состоит из собственно клина — отклоняющего желоба, распорного устройства и отбурочного инструмента [22]. Собственно клин-желоб 6 — цельнометаллический, он закреплен электросваркой в корпусе 5, изготовленном из колонковой трубы. Угол наклона желоба клина 3° .

Простым и рациональным является узел крепления клина в скважине — распорное устройство. Оно состоит из двух цельнометаллических распорных клиньев: верхнего 7 и нижнего 10. На верхнем клине закреплена Т-образная направляющая шпонка 9, а нижний имеет специальный паз под эту шпонку, что позволяет этим клиньям перемещаться относительно друг друга, а их жесткое соединение осуществляется срезающейся заклепкой 8. Верхний распорный клин соединен с отклоняющим желобом 6, а нижний клин в нижней своей части имеет внутреннюю резьбу под конус замка к бурильным трубам диаметром 50 мм, которые

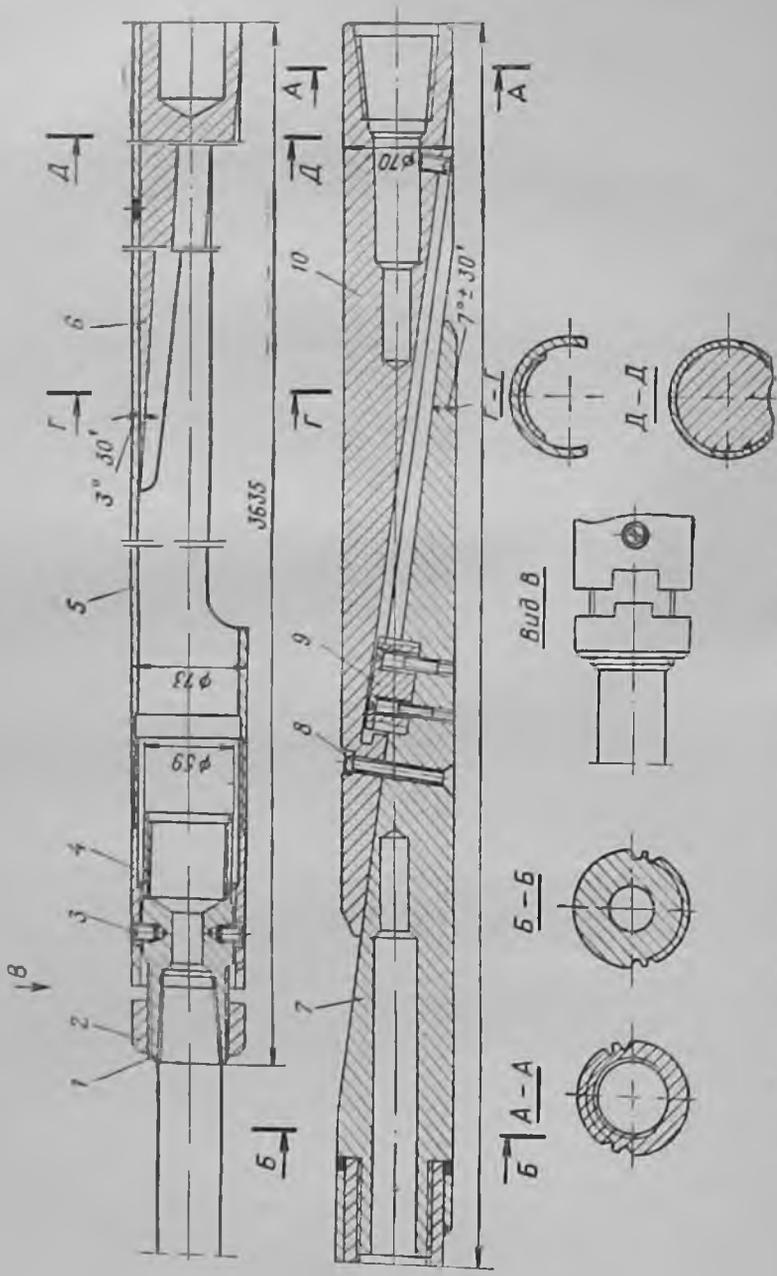


Рис. 18. Клинья для повторных переборок КПП-73 конструкции ВПР.

являются опорной колонной и выполняют роль искусственного забоя.

Отбурочный инструмент представляет собой муфту 1, на которую непосредственно или на короткую колонокую трубу (до 0,5 м) наворачивается алмазное или твердосплавное долото (может использоваться также шарошечное долото с переходником). Верхняя часть муфты имеет две резьбы: во внутреннюю вворачивается конус замка бурильной трубы $\varnothing 42$ мм (далее эта труба соединяется с ориентатором и бурильной колонной), а на наружную резьбу наворачивается гайка 2 с двумя выступами (см. вид В), которые соответствуют двум вырезам на переходнике 4. Глубина установки клина КПП определяется длиной колонны бурильных труб, которая соединяется с нижним распорным клином, и в зависимости от проектного задания может изменяться.

Методика раскрепления клина состоит в следующем. После ориентации клина ударом опорной колонны бурильных труб (для этого используются изношенные трубы) о забой скважины или осевой нагрузкой через гидравлику стапка срезаются заклепки 8 и винты 3. Верхний распорный клин 7 шпонкой 9 переместится по шпоночному пазу нижнего клина 10, что приведет к взаимному расклиниванию и закреплению КПП в стволе скважины. Бурильная колонна опускается вниз так, чтобы гайка 2 соединилась с переходником 4, что позволит передать дополнительную осевую нагрузку гидравликой бурового станка через корпус 5 на распорное устройство для более надежного его раскрепления в скважине (до 1000—1500 кгс). Затем осевую нагрузку снижают (до 25—50 кгс), включают насос, и вращением на I скорости шпинделя бурового станка гайку 2 свинчивают с муфты 1, что освобождает отбурочный снаряд и делает возможным его осевое перемещение. После этого начинается процесс забуривания дополнительного ствола нового направления. После выполнения первого рейса дальнейшее бурение может выполняться специальными компоновками, двойными колонковыми трубами или бесклиновыми снарядами направленного бурения длиной до 2,5 м следующего диаметра.

После окончания бурения дополнительного ствола клин вместе с опорной колонной бурильных труб извлекают из скважины при помощи метчика соответствующего диаметра. Изношенные его детали заменяют, а клин подготавливают для последующего использования.

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ИСКУССТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ С ЕСТЕСТВЕННОГО ЗАБОЯ

Технические средства этой группы в скважинах устанавливаются, как правило, ориентированно, так как они предназначены для проведения направленных и многоствольных скважин по их проектным профилям для выполнения определенного геологиче-

ского задания в заданной точке разведочной сети. Таким образом, искусственные отклонители, входящие в эту группу, являются ориентирруемыми отклонителями.

По своему конструктивному устройству и принципу действия эти отклонители разделены на три подгруппы, существенно отличающиеся друг от друга. В соответствии с этим и технико-экономические показатели искусственного искривления скважин значительно различаются в зависимости от применения снаряда той или иной подгруппы.

Отклоняющие снаряды (клинья) однократного действия

В состав технических средств конструкции ВИТР входят отклоняющие снаряды СО-73/46 и СО-57/36, используемые для забуривания пилот-скважины уменьшенного диаметра; ступенчатые расширители РС-59/76 и РС-46/59, предназначенные для расширения пилот-скважины до диаметра основного ствола; шарнирные компоновки ШК-76 и ШК-59, предназначенные для набора кривизны по стволу скважины ниже интервала постановки отклоняющего снаряда (в их состав входят универсальный шарнир и специальные комбинированные алмазные коронки типа АКШ12А3 и ИКШ13И3). Таким образом, технические средства ВИТР представляют собой комплект, с помощью которого выполняется весь цикл искусственного искривления скважины. Указанный комплект находится в серийном производстве с 1968 г.

Отклоняющие снаряды СО-73/46 и СО-57/36. Снаряды указанных типоразмеров имеют аналогичные конструкции и предназначены для искусственного искривления скважин малого диаметра в любом заданном направлении: для выполаживания, выкручивания и изменения азимутального угла. Эти снаряды предназначены для искривления скважин соответственно $\varnothing 76$ и 59 мм, а бурение скважины в новом направлении (пилот-скважины) выполняется алмазными или твердосплавными коронками (долотами) $\varnothing 46$ и 36 мм. Угол наклона желоба клина обоих типоразмеров 3° , а длина снаряда в сборе соответственно 617 и 610 см.

Прототипом для разработки указанных снарядов послужил снаряд СО-2 ВКГУ, разработанный для искусственного искривления скважин дробового бурения. В дальнейшем партней новой техники ВКГУ были также разработаны снаряды СО-73 и СО-57 для искусственного искривления скважин $\varnothing 76$ и 59 мм.

Отклоняющий снаряд состоит из трех основных узлов: корпуса, отклоняющего клина и отбурочного колонкового инструмента (рис. 19). Корпус 9 изготавливается из колонковой трубы; на его верхней части парезана резьба под втулку-переходник 5, которая имеет внутреннюю конусную поверхность с двумя наварными ребрами. Ниже резьбы в корпусе просверлены два отверстия под срезающиеся стопорные втулки 6, соединяющие корпус с колонковым набором отбурочного инструмента. Нижняя часть корпуса выполнена в форме установочного патрубка, т. е. с одной стороны

он срезан, а с противоположной стороны в корпусе сделана прорезь длиной 220 мм для шпонки, ниже которой в нем прочервлено отверстие под заклепку 11.

Цельнометаллический отклоняющий клин 12 представляет собой рабочую часть снаряда и служит для отклонения отбурочного инструмента от оси скважины. К верхней, суженной, части клина электрозаклепками прикреплена Т-образная шпонка-ограничитель 10. Клин 12 соединяется с корпусом 9 заклепкой 11 и шпонкой-ограничителем 10. Заклепка обеспечивает неподвижное соединение клина с корпусом, необходимое для спуска снаряда в скважину и для его ориентации вблизи забоя. Шпонка-ограничитель 10 перемещается по сквозному шпоночному пазу в корпусе 9 и в то же время предотвращает поворот клина 12 относительно корпуса после срезания заклепки.

Отбурочный инструмент предназначен для забуривания пилот-скважины и состоит из коронки (долота), колонковой трубы 8 с переходником 7 и муфты 3, которая соединена с бурильной трубой 2 и замком 1. В состав набора может также входить универсальный шарнир, наружный диаметр которого равен диаметру колонковой трубы; длина керпоприемной части колонкового набора в этом случае составляет 1,15—1,20 м. Общая длина такой компоновки должна быть равна длине целой колонковой трубы (225 см). Муфта 3 в нижней части имеет круговой

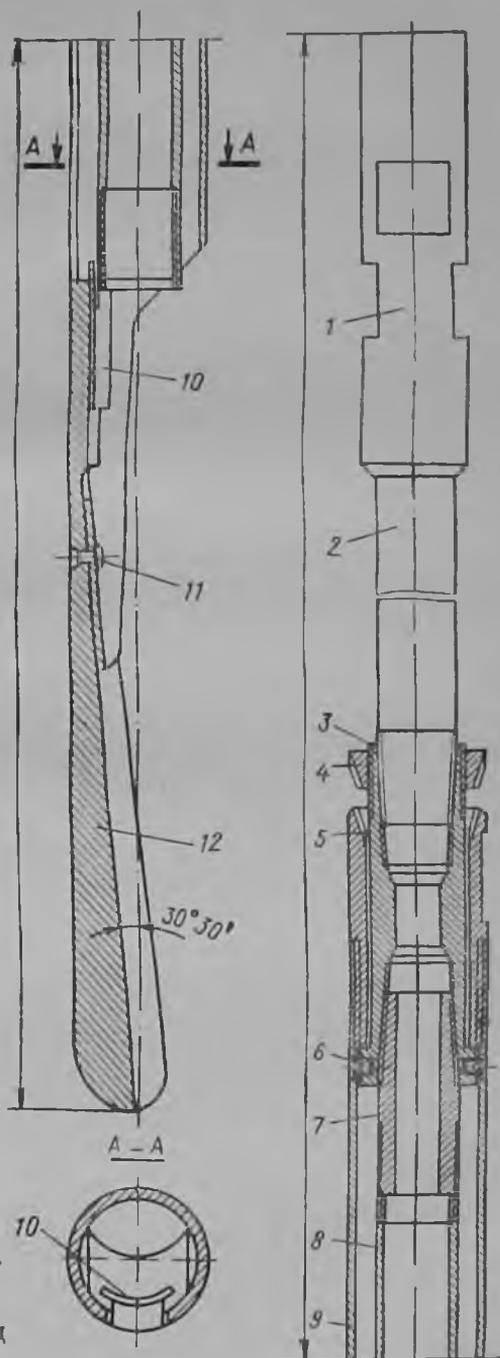


Рис. 19. Отклоняющий снаряд СО-73/46 конструкции ВИТР.

заплечник (его диаметр на 0,5 мм меньше внутреннего диаметра корпуса снаряда), а в верхней — паружную резьбу под конусную гайку 4 (она имеет два паварных ребра). Назначение этой гайки — удерживать отбурочный колонковый инструмент от движения вниз (и предохранять коронку от поломки) при срезании заклепки 11 и стопорных винтов 6 при закреплении клина в стволе скважины; кроме того, она позволяет передавать дополнительную осевую нагрузку от гидравлики бурового станка на корпус снаряда для его более надежного закрепления после срезания заклепки и винтов. На заплечике муфты перпендикулярно к ее продольной оси просверлены 8 отверстий с резьбой под стопорные винты 6. Двумя винтами муфта и весь отбурочный колонковый инструмент неподвижно соединяются с корпусом снаряда (т. е. одна муфта может использоваться для четырех постановок снаряда).

Собранный снаряд бурильной трубой 2 с замком 1 соединяется с обратным клапаном, ориентирующим переходником и далее с бурильной колонпой. Методика сборки (и принцип действия) снаряда заключается в следующем. Клин Т-образной шпонкой 10 заводят в прорезь корпуса 9 (в ней шпонка должна иметь свободное продольное перемещение) и закрепляют заклепкой 11. Коронку (долото) соединяют с колонковой трубой 8 и через переходник 7 с муфтой 3. Затем на бурильную трубу 2 надевают конусную гайку 4 и втулку 5, а бурильную трубу соединяют с муфтой. Собранный инструмент осторожно вводят внутрь корпуса и соединяют с ним двумя винтами 6. В этом положении алмазная коронка (долото) должна быть расположена на шпонке-ограничителе 10 (в сборе колонковый набор, в том числе с универсальным шарниром, должен иметь длину 225 см и свободно располагаться внутри корпуса). Если коронка окажется выше шпонки, то производить спуск снаряда в скважину нельзя, так как при срезании заклепки 11 при раскреплении снаряда шпонка будет срезана коронкой и произойдет авария. Затем втулку 5 вворачивают в корпус, а конусную гайку 4 навворачивают на наружную резьбу муфты 3 (вращение гайки должно происходить свободно и обеспечивать ее ход вниз на 1,0—1,5 см). Далее на верхнюю часть бурильной трубы навворачивают ориентатор или ориентирующий переходник. На этом сборка снаряда заканчивается; штангенциркулем проверяют его наружный диаметр, который должен быть во всех сечениях не более 74 мм у снаряда СО-73/46 и не более 57 мм у снаряда СО-57/36.

Забой скважины перед постановкой снаряда должен обязательно очищаться от шлама. Когда полностью очистить забой от шлама не удастся, в состав отбурочного инструмента перед сборкой снаряда вводят дополнительное приспособление (рис. 20), которое состоит из трубки 4 \varnothing 10—12 мм с приваренным сверху кольцом 3 и резиновой манжеты 2, удерживаемой павернутой на трубку гайкой 1. Это приспособление вставляют в колонковую трубу отбурочного инструмента (бесшарнирный вариант) и резиновой манже-

той удерживают на коронке, а трубка выходит из коронки и ее низ находится на уровне нижнего торца клина. Это позволяет промывать забой скважины во время спуска и постановки снаряда на забой; по мере забуривания пилот-скважины приспособление проталкивается керпом в колонковую трубу.

Снаряд закрепляют после того, как он сориентирован и без вращения установлен на забой; заклепка 11 (см. рис. 19) срезается под действием веса бурильной колонны или усилием гидравлики бурового станка. Корпус снаряда опускается вниз — «проседает», причем Т-образная шпонка клина перемещается в прорези корпуса на 10—15 см, и происходит его расклинивание между желобом клина и стенкой скважины. При дальнейшем увеличении осевой нагрузки на снаряд срезаются винты 6 и муфта 3 вместе с отбурочным инструментом освобождается от жесткого соединения с корпусом и перемещается вниз на 1—1,5 см, пока гайка 4 не войдет в конусную расточку втулки 5. Далее осевую нагрузку снижают до 50—100 кгс, включают промывочный насос, и вращением бурильной колонны на I скорости отбурочный колонковый инструмент вывинчивается из гайки, которая удерживается от вращения своими ребрами во втулке 5.

При выполнении этой операции необходимо снижать осевую нагрузку, так как при большой нагрузке освобожденный отбурочный инструмент опустится резко вниз и может произойти поломка коронки при ее заклинивании между стенкой скважины и желобом клина.

Извлечение снаряда происходит при подъеме бурильной колонны в результате того, что при движении вверх муфта 3 своим запечником зацепляет втулку 5, которая вместе с корпусом 9 также увлекается вверх. Корпус перемещается по желобу до упора отражателя 10 в прорези корпуса и клин также извлекается из скважины.

Ступенчатый расширитель РС. Расширение пилот-скважины после отбуривания от отклоняющего снаряда проводится ступенчатым расширителем РС-59/76 при постановке снаряда СО-73/46 и расширителем РС-46/59 при постановке снаряда СО-57/36. Соответственно первый расширяет скважину по диаметру от 46 до 76 мм, второй — от 36 до 59 мм.

Расширитель РС-59/76 (рис. 21) состоит из корпуса-переходника 1 и втулки 2, внутрь которой вставляется направляющий стержень — шток 3. Втулка 2 ввинчивается в переходник 1 и прижимает

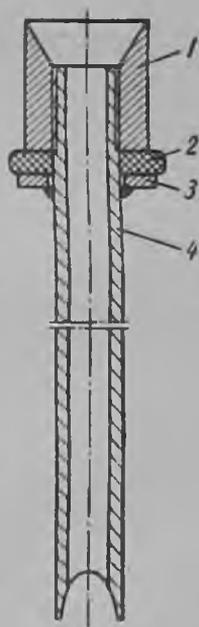


Рис. 20. Приспособление для удаления шлама из скважины.

цилиндрический буртик стержня 3 верхним торцом к внутренней поверхности переходника. На втулку навинчиваются подкоронники 4 и 5 под серийные коронки соответственно $\varnothing 76$ и 59 мм. Сверху переходник имеет замковую резьбу под кобус замка к буровой трубе $\varnothing 42$ мм.

По конструкции расширитель РС-46/59 несколько отличается от РС-59/76. Он имеет более удлиненный переходник 1, в который сверху вставляется направляющий стержень 3; он закрепляется в таком положении торцом буровой трубы $\varnothing 42$ мм, которая вворачивается сверху в переходник (резьба трубная 42 мм). На переходник также навинчены два подкоронника под коронки

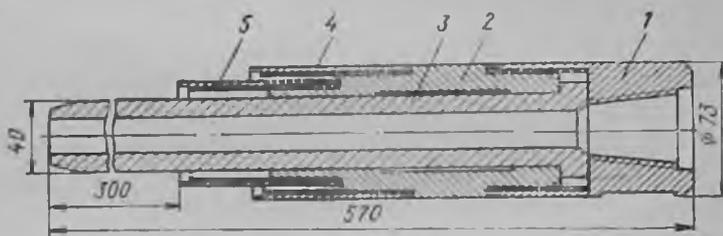


Рис. 21. Расширитель ступенчатый РС-59/76 конструкции ВИТР.

$\varnothing 59$ и 46 мм, которые отстоят на несколько большем расстоянии друг от друга по сравнению с расширителем РС-59/76.

Техническая характеристика расширителей

Тип расширителя	РС-59/76	РС-46/59
Диаметр корпуса, мм	73	57
Общая длина, мм	570	585
Выступающая длина стержня, мм	300	300
Диаметр стержня, мм	40	30
Масса, кг	9,2	5,2

При сборке ступенчатых расширителей резьбовые соединения всех деталей должны плотно затягиваться, в некоторых случаях их соединение следует выполнять при смазывании резьб разогретой канифолью или гудроном. Спуск ступенчатого расширителя в скважину необходимо производить на буровой трубе $\varnothing 42$ мм, длиной 4—5 мм. Рекомендуется нижнюю часть трубы слабо искривить для лучшего попадания направляющего стержня в пилот-скважину.

Шарнирная компоновка с опорой на коронку ШК-73, ШК-57. В результате постановки отклоняющего снаряда пробуривается пилот-скважина, которая имеет новое направление по сравнению со старым стволом. В случае его дальнейшего бурения стандартным колонковым снарядом полученный изгиб ствола будет уничтожен, срезан, так как колонковая труба не пройдет через перегиб ствола скважины. Поэтому лабораторией направленного бурения ВИТР разработана технология искус-

стенного искривления скважины отклоняющим снарядом с проходкой ствола нового направления в течение 1—3 рейсов специальными шарнирными компоновками с опорой на коронку, которые обеспечивают дальнейший набор кривизны, сглаживают и разрабатывают перегиб ствола. Шарнирная компоновка с опорой на коронку представляет собой колошковый набор, состоящий из алмазной коронки с утолщенной матрицей, колонковой трубы следующего по размеру меньшего диаметра, переходника и универсального шарнира, который соединяется с колонной бурильных

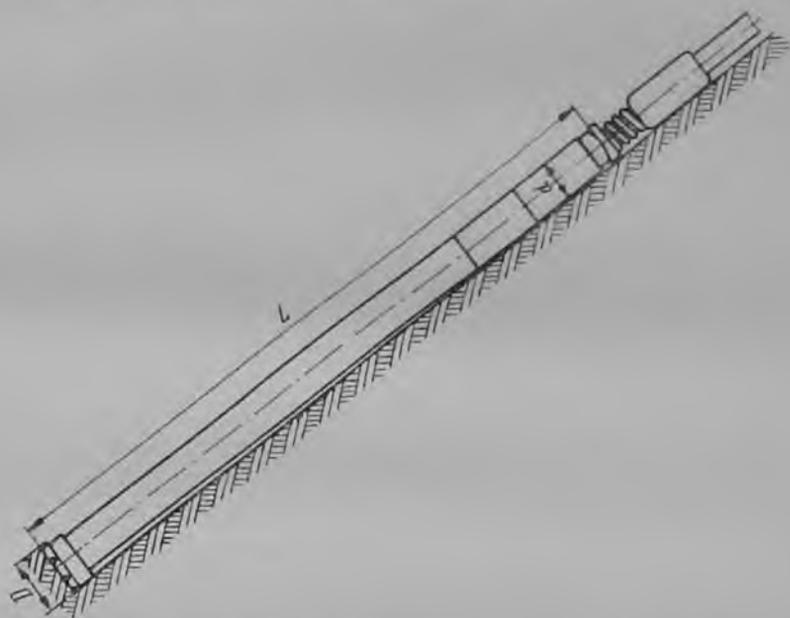


Рис. 22. Шарнирная компоновка с опорой на коронку.

труб. В скважинах $\varnothing 76$ мм в составе шарнирных компоновок применяется шарнир $\varnothing 57$ мм, а в скважинах $\varnothing 59$ мм используется шарнир $\varnothing 44$ мм либо компоновка присоединяется непосредственно к бурильной трубе $\varnothing 42$ мм (рис. 22).

Из-за разницы в наружном диаметре алмазной коронки и колонковой трубы ось такой компоновки постоянно расположена под углом к оси скважины, что позволяет при бурении ею набирать дополнительную кривизну на интервале ниже постановки снаряда и одновременно создавать более плавный профиль ствола на интервале искусственного искривления скважины при сохранении механической скорости бурения и без значительных дополнительных затрат времени.

Алмазные комбинированные коронки являются специализированным породоразрушающим инструментом для искусственного искривления скважины и разработаны ВИТР (рис. 23). Их область применения ограничена кратковременным использованием для бурения направленных и многоствольных

скважин $\varnothing 76$ и 59 мм в составе: а) шарнирных компоновок, б) ступенчатых расширителей и при отбурке от стационарных клиньев. Отличие указанных комбинированных коронок от серийных состоит в утолщении матрицы (их наружный и внутренний диаметры равны соответственно $76/42$ и $59/31$ мм); кроме того, они используются при работе с колонковыми трубами следующего по стандарту меньшего диаметра по сравнению с наружным диаметром комбинированной коронки (т. е. используются трубы $\varnothing 57$

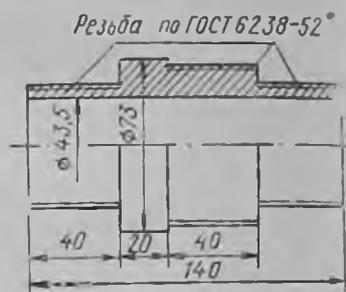


Рис. 23. Специальная алмазная коронка с утолщенной матрицей конструкции ВИТР (а) и подкоронник комбинированный $\varnothing 76/59$ мм (б).

и 44 мм). Коронки выпускаются двух типов: однослойные 12А3 (АКШ-76/42 и АКШ-59/31) и импрегнированные 13ИЗ (ИКШ-76/42 и ИКШ-59/31).

При отсутствии указанных специальных коронок можно использовать 2 серийные коронки (алмазные и твердосплавные), которые должны монтироваться на специальном подкороннике так, чтобы образовать утолщенную матрицу. При этом коронка меньшего диаметра может располагаться внутри коронки большего диаметра или выступать впереди ее торца. Можно использовать также бескерновые алмазные долота с переходником, позволяющим применять колонковые трубы меньшего диаметра.

Универсальный шарнир ШУ конструкции ВИТР используется в составе шарнирных компоновок при бурении ниже интервала постановки отклоняющего снаряда и в других случаях, указанных выше.

Конструкции шарниров ШУ-73 и ШУ-57 аналогичны друг другу (рис. 24). Они состоят из корпуса 10, имеющего выточки для шариков 7 (сечение А—А), переходника 1, оси 2 с шаровой пятой и выточками для шариков 7, втулки 6, опорного кольца 4 с резиновым сальником 5, подпятника 8, двух пружин 3 и 9 и восьми шариков 7. Наличие в шарнире оси с шаровой пятой, опирающейся на подпятник 8, и втулки 6 с опорным кольцом 4, имеющих прилегающие друг к другу сферические поверхности,

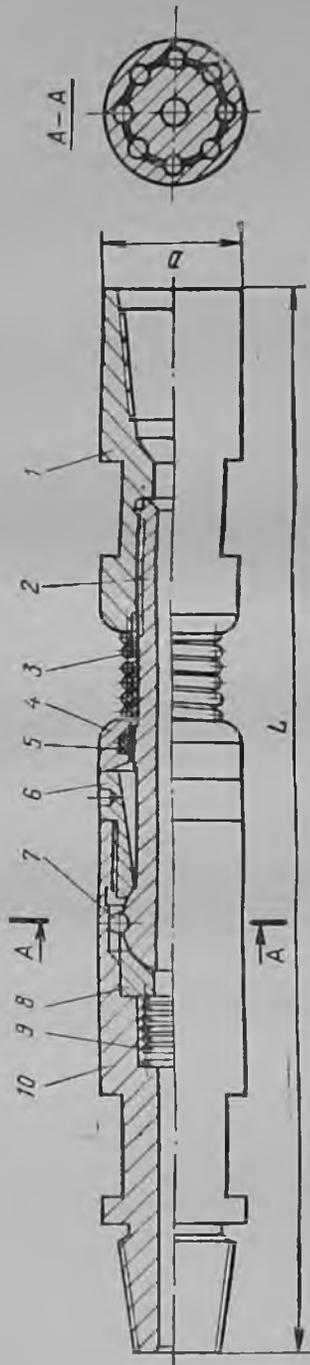


Рис. 24. Шарир универсальный ШУ-57-6° конструкции ВИТР.

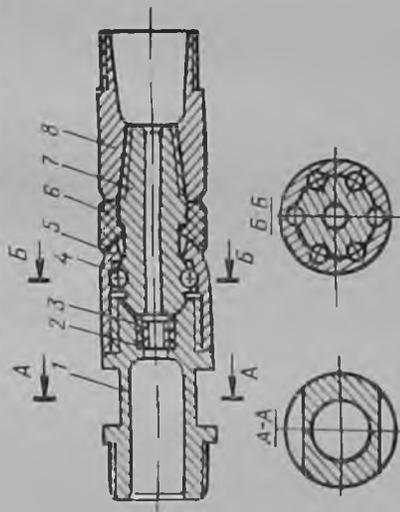


Рис. 25. Шарирное соединение ШС конструкции ВИГУ.

позволяет осуществлять изгиб в сечении А—А. Передача крутящего момента от оси на корпус осуществляется при помощи шариков 7, входящих в выточки шаровой пяты в корпуса.

Конструкции шарпира ШУ-44-3° и ШУ-34-1,5° отличаются тем, что соединение шаровой пяты по сравнению с предыдущими конструкциями осуществляется не шариками, а четырьмя специальными штифтами, закрепленными в корпусе электросваркой.

Герметичность шарнирного соединения достигается постановкой уплотнительного кольца 5, предохраняющего проникновение шлама между внутренней поверхностью опорного кольца 4 по осью 2, а снизу — благодаря плотной опоре пяты оси 2 на подпружиненный подпятник 8.

Для обеспечения нормальной работы универсальных шарпиров необходимо перед спуском их в скважину периодически проверять износ внутренних деталей, состояние резьб, затягивать резьбовые соединения до упора и т. д.

Техническая характеристика универсальных шарпиров

Тип шарпира	ШУ-73-6°	ШУ-57-6°	ШУ-44-3°
Диаметр шарпира, мм	73	57	44
Длина шарпира, мм	530	450	450
Максимальный угол излома, градус	6	6	3
Масса, кг	12,7	7,1	—
Предельные параметры режимов бурения:			
осевая нагрузка, кгс	До 2500	До 2000	До 1200
скорость вращения, об./мин	До 400	До 400	До 400
количество промывочной жидкости, л/мин	До 100—200	До 100	До 100

Отклоняющий снаряд СО конструкции ВИТР широко используется в геологоразведочных партиях многих геологических управлений Министерства геологии СССР для искусственного искривления направленных и многоствольных скважин для их проведения по проектному профилю.

В зависимости от физико-механических свойств горных пород и проектной кривизны профиля скважины сотрудниками лаборатории направленного бурения ВИТР было отработано несколько вариантов технологии искусственного искривления снарядом СО в сочетании с последующим применением шарнирных компоновок (последние в дальнейшем были введены в технологию искривления скважины также и при работе снарядами других конструкций). В результате применения того или иного варианта технологии обеспечивается набор кривизны за цикл от 1° 40' до 4° при длине цикла от 12,5 до 8—9 м, или 0,1—0,5° на 1 м интервала искусственного искривления. Дополнительные затраты времени составляют 4—10 ч на 1° искусственного искривления.

Партией новой техники ВКГУ разработано отличающееся по конструктивному устройству шарнирное соединение.

Шарнирное соединение ПС конструкции ВКГУ состоит из корпуса 1, который соединен с головкой 5 корпуса (рис. 25). В головке имеются пазы для шариков 4 (сечение Б—Б), которыми она соединяется с шаровым упором 7, имеющим выточки для размещения в них шариков 4. Шаровой упор соединен с переходником 8 на бурильные трубы. Шарнирное соединение изолируется от зашламования уплотнительным кольцом 6 и сальником 3, помещенным во втулку 2.

Конструктивное устройство шарнирного соединения ПС является наиболее типовым и универсальным и с небольшими изменениями повторяется в конструкциях многих шарниров, применяемых в других геологоразведочных организациях.

Партией новой техники Южно-Казахстанского геологического управления (ЮКГУ) разработаны снаряды для направленного бурения СНБ-АС76 и СНБ-АС57 [17, 59]. В комплект этих снарядов входит съемный отклонитель ОС-73 (ОС-57), расширитель пилот-скважины РПС-59/76 (РПС-46/59), механический ориентатор ОМ-57м и шарнир Ш-57 (Ш-44).

Съемные отклонители ОС-73 и ОС-57 имеют аналогичное конструктивное устройство (рис. 26). Отклонитель состоит из двух основных частей: корпуса и отбурочного снаряда. Корпус 8 в нижней части выполнен в форме установочного патрубка, к его обратной скошенной стороне приварен башмак 12 ступенчатой конструкции, что позволяет избежать соприкосновения алмазной коронки с корпусом в момент забуривания пилот-скважины (это обеспечивает продолжительную стойкость коронки). К верхней части корпуса присоединена эксцентричная втулка 2, в которой срезным винтом 3 закреплен ниппель 1. Со стороны скошенной части, выполняющей роль отклонителя-клина, корпус имеет протяженный вырез, в корпусе размещается колонковая труба 10 с алмазной коронкой 11 и шарниром 9 отбурочного инструмента. В верхней части корпуса с противоположной стороны от указанного выреза имеется второй вырез, в котором закреплена гибкая стальная полоса, изготовленная из отрезка колонковой трубы, с приваренной к ней с внутренней стороны клиновидной плашкой 6. Отбурочный инструмент состоит из ниппеля 1 с закрепленным на нем винтом полуцилиндрическим распорным конусом 5, промежуточного вала 7, шарнира 9, колонковой трубы 10, алмазной коронки 11.

Закрепление отклонителя и забуривание пилот-скважины осуществляются следующим образом. После ориентации отклонитель без вращения устанавливается на забой, под действием осевой нагрузки срезается винт 3 и отбурочный снаряд опускается вниз до тех пор, пока полуцилиндрический распорный конус 5 не расклинит клиновидную плашку 6, закрепленную на гибкой полосе,

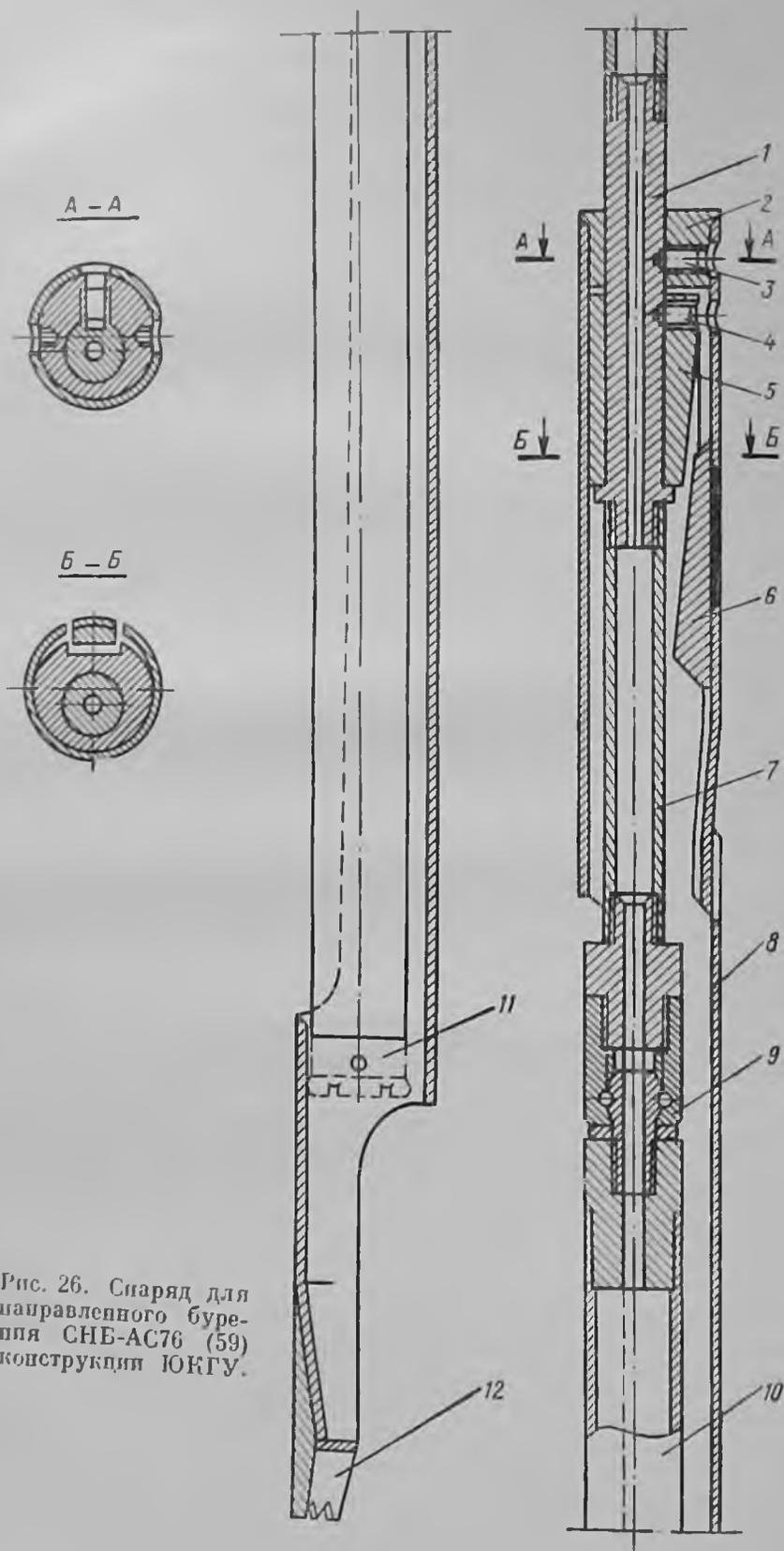


Рис. 26. Снаряд для
направленного буре-
ния СНБ-АС76 (59)
конструкции ЮКГУ.

до полного упора о стенку скважины, а конус заклинивается о внутреннюю стенку корпуса 8, который опирается на противоположную стенку скважины по отношению к плашке 6. После этого срезается винт 4 и отбурочный снаряд полностью освобождается от закрепления и устанавливается коронкой непосредственно на забой скважины. Такое конструктивное устройство клина позволяет осуществлять бурение пилот-скважины коронками, лишь на один размер меньшими по сравнению с диаметром основного ствола скважины. Кроме того, коронка работает непосредственно с естественного забоя скважины, не соприкасаясь с металлом, что способствует ее нормальной отработке.

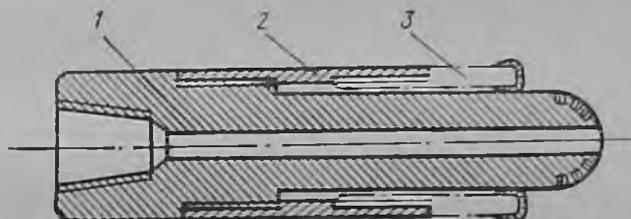


Рис. 27. Расширитель пилот-скважины РПС-59/76 (46/59) конструкции ЮКГУ.

1 — корпус; 2 — патрубок; 3 — алмазная коронка.

Отклонение отбурочного инструмента от оси корпуса снаряда при забуривании пилот-скважины происходит в результате того, что колонковая труба опирается на скос башмака 12, а шарнир 9 изгибается при его перемещении непосредственно по стенке скважины в вырезе корпуса 8.

Шарнир Ш-57 (Ш-44) имеет простое конструктивное устройство, близкое к шарнирному соединению ШС ВКГУ.

Расширение пилот-скважины до диаметра основного ствола осуществляется расширителем РПС-59/76 и РПС-46/59. Расширитель разработан в двух вариантах (рис. 27): а) для расширения пилот-скважины — разбурочная головка ГР-59/76 и ГР-46/59; б) для расширения пилот-скважины и разработки изгиба ствола в интервале искривления — РПС-59/76 и РПС-46/59.

Головка ГР состоит из корпуса 1 с направляющим штоком, короткого патрубка колонковой трубы 2 и алмазной коронки 3 (рис. 27). РПС состоит из разбурочной головки, дополненной алмазным расширителем (РМВ-76 или РМВ-59), который соединен патрубком с переходником для соединения с колонной бурильных труб. Благодаря забуриванию пилот-скважины непосредственно на забое расширитель имеет небольшие размеры, а направляющий шток служит для удержания и центрирования расширителя в стволе пилот-скважины.

При применении снарядов СНБ-АС на Чатыркульском месторождении Южно-Казахстанского геологического управления на

интервалах искусственного искривления длиной около 6 м наборы кривизны составили 0,2—0,5° на 1 м, а при бурении некоторых дополнительных стволов многоствольных скважин достигали 0,8—1,0° на 1 м.

Лабораторией направленного бурения Казахского научно-исследовательского института минерального сырья на основе извлекаемого клина СНБ-КО для искусственного искривления скважин дробового бурения разработан аналогичный по конструктивному устройству снаряд направленного бурения для искривления скважин \varnothing 76 и 59 мм.

Снаряд направленного бурения СНБ-КО-76 и СНБ-КО-59 конструкции КазНМС (рис. 28) имеет простое конструктивное устройство [4, 9]. Он состоит из корпуса и отбурочного инструмента. Корпус 8 изготавливается из отрезка колонковой трубы соответствующего диаметра. Его нижняя часть изогнута в форме желоба клина 9 с углом наклона (скоса), равным 3°. На обратной стороне для придания желобу большей жесткости приварены металлические полосы, изготовленные из отрезков колонковой трубы. В верхнюю часть корпуса вворачивается втулка 4, имеющая отверстия для срезных шпилек 3.

Отбурочный инструмент состоит из переходника 2, сверху соединенного с бурильными трубами 1 (ориентатором), а снизу — с шарниром 5 (по конструктивному устройству близким к шарнирному соединению ШС, рис. 25), удлинителя или колонковой трубы 6 и коронки 7.

Закрепление клина осуществляется в результате задавливания конусного желоба-отклонителя 9 в специально пробуренный «карман» 10 небольшой длины и меньшего диаметра по сравнению с основным стволом. Задавливание конусного отклонителя происходит в результате передачи осевого усилия, создаваемого для срезания шпилек 3 и освобождения отбурочного инструмента. Такое конструктивное устройство СНБ-КО позволяет осуществлять забуривание пилот-скважины 11 коронкой лишь на один диаметр меньше диаметра основного ствола.

Расширение пилот-скважины осуществляется специальными компоновками без применения расширителей, что позволяет компенсировать лишней дополнительный рейс на бурение «кармана» 10 малого диаметра.

Снаряды СНБ-КО в комплекте с шарнирным снарядом СПИ (снаряд плавного искривления) применяются во многих геологических организациях Министрства геологии СССР. Средний набор кривизны за цикл искусственного искривления СНБ-КО составляет 4,7—6,4 или 0,2—0,6° на 1 м интервала цикла.

В отделе техники разведки Института минеральных ресурсов разработан извлекаемый клиновый снаряд ИКС-А76 для искусственного искривления скважин \varnothing 76 мм.

Извлекаемый клиновый снаряд ИКС-А76 по своему конструктивному устройству аналогичен снаряду ИКС-2Б,

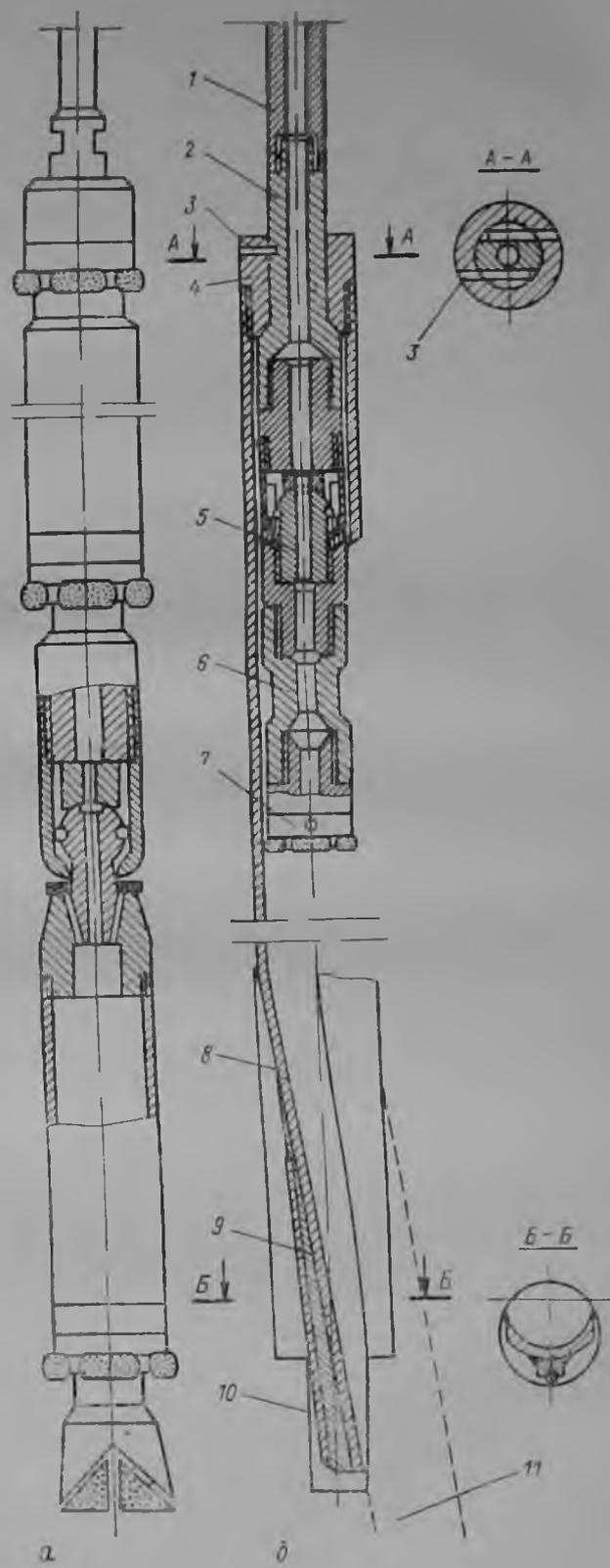


Рис. 28. Снаряд направленного бурения с конусным отклонителем СНБ-КО конструкции КазИМС (по Ф. Вытоптову).

а — снаряд для плавного искривления СПИ; б — отклонитель СНБ-КО.

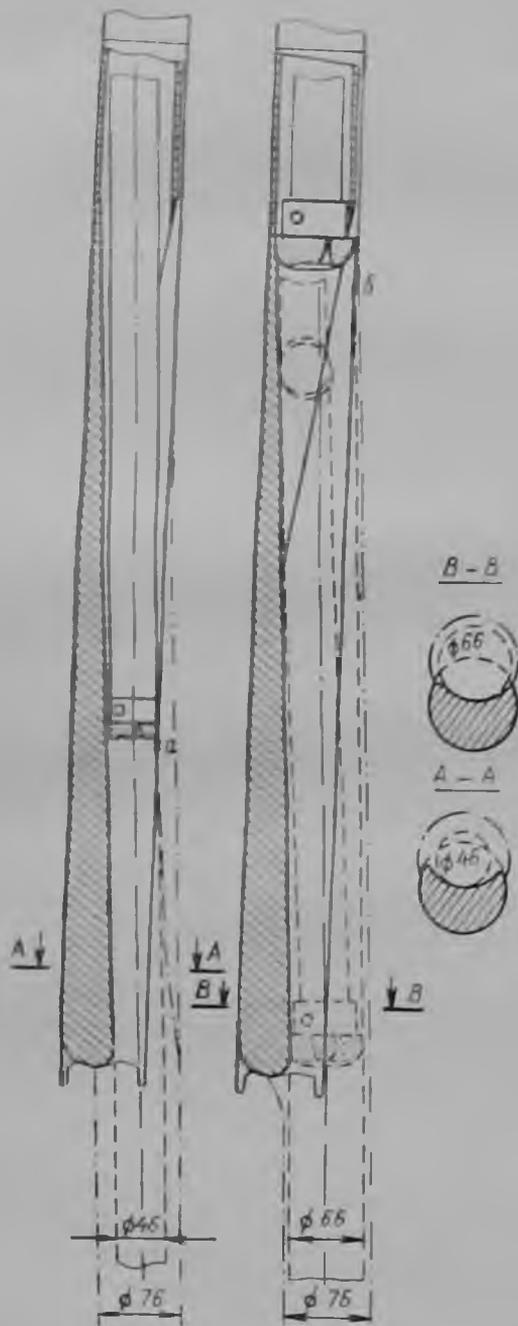


Рис. 29. Схема варианта забуривания плот-скважины долотом (коронкой) $\phi 66$ мм при постановке пзвлекаемого клина $\phi 73$ мм.

предназначенному для искривления скважин дробового бурения, устройство которого было изложено в ряде работ [14, 46]. Конструктивно он наиболее близок к извлекаемому клицу конструкции Ш. У. Девликамова (Горловская ГРЭ) и СНБ-КО-76 конструкции КазИМС. От последнего он отличается наличием раскрепляющего клинового устройства, расположенного в нижней, конусной, части отклонителя со стороны, противоположной поверхности желоба. Это устройство состоит из распорной ребристой клиновой плашки, имеющей продольный паз для перемещения вдоль конусной части отклонителя, и направляющей шпонки, закрепленной на наружной стороне отклонителя. Под действием осевой нагрузки клиновая плашка перемещается по шпонке вдоль опорной поверхности отклонителя и расклинивает (распирает) его в скважине,

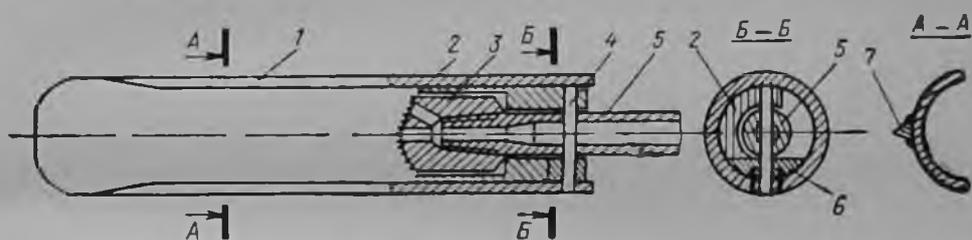


Рис. 30. Извлекаемый клин ИК-2 конструкции Ю. М. Тетерина.

удерживая от поворота. Таким образом, это исключает необходимость производить дополнительный рейс бурения для проходки скважины малого диаметра, которая необходима для закрепления клина СНБ-КО конструкции КазИМС.

Кроме того, его особенностью является эксцентричное расположение отверстия для прохода бурильной трубы во втулке 4 (рис. 28), расположенной в верхней части корпуса ИКС-А76. Это позволяет применять специальные долота диаметром до 66 мм (т. е. менее одного диаметра по сравнению с диаметром основного ствола), подобно варианту модернизированного снаряда типа СО (рис. 29) (Ю. Т. Морозов, 1967 г., ВИТР). Такой вариант забуривания пилот-скважин значительно снижает изгиб ствола, так как бурение стенки скважины начинается не в точке *a*, а в точке *b* при равном наборе кривизны и исключает необходимость применения специального расширителя, а следовательно, приводит к сокращению операций в цикле искусственного искривления.

Извлекаемый клин ИК-73 и ИК-57 Ю. М. Тетерина (партия новой техники Управления геологии при Совете Министров Киргизской ССР) от других отклонителей этой группы отличается своей простотой. Он состоит из корпуса 1, изготовленного из отрезка колонковой трубы, разрезанной в форме установочного патрубка (рис. 30). Его нижняя часть изогнута и выполняет функцию отклоняющего желоба. Для удержания поверхности желоба в отклоненном положении к его наружной стороне

в замке 7 и отбурочный инструмент освобождается для забуривания пилот-скважины (в данном случае при сохранении диаметра основного ствола пилот-скважину точнее называть «стволом нового направления»). При перемещении отбурочного инструмента вниз и по мере того, как конусный вал 4 задвигается на накладку — клин 2, долото 1 отклоняется на последовательно увеличивающееся расстояние от оси снаряда и скважины в сторону, противоположную накладке. Изгиб ствола нового направления будет определяться конусностью вала 4.

После забуривания ствола нового направления на длину конусного вала 4 (0,6—0,7 м) промывочный насос выключают и снаряд освобождается, шпонка 13 снова заводится в прорезь замка 7. После этого снаряд может быть опущен на длину отбуренного ствола и цикл его искусственного искривления повторен.

Техническая характеристика снарядов

Тип снаряда	АНс-73	АНс-57
Наружный диаметр, мм	73	57
Длина, мм	4915	4640
Масса, кг	70	55
Максимальная длина рейса, мм	750	735
Средний набор кривизны за цикл, градус	2,25	2,25
Максимальный диаметр скважины надежного закрепления снаряда, мм	81	65

Вместе с тем следует отметить, что при средних наборах кривизны за каждый цикл искусственного искривления снарядами АНс, достигающими $2^{\circ} 15'$ на выполаживание и $1,5^{\circ}$ — на выкручивание скважины при длине цикла 0,6—0,7 м (до 3° на 1 м), кривизна ствола настолько значительна, что снаряд АНс (его длина 4,9—4,6 м) не может вписаться в полученный изгиб. Таким образом, при конусности отбурочного вала, обеспечивающей набор кривизны за цикл до 3° на 1 м ствола, многократность поставок снаряда в породах выше VII категорий по буримости практически невозможна. Поэтому конусность отбурочного вала должна быть принята такой, чтобы снаряд мог вписываться в получаемую кривизну ствола нового направления для выполнения многократных циклов его искусственного искривления.

В настоящее время для проработки и расширения резкого перегиба ствола скважины в цикл искусственного искривления снарядами АНс (по методике партии новой техники УРТГУ) входит 5—6 рейсов бурения укороченными колонковыми наборами длиной 0,5—3,5 м. Естественно, что это снижает производительность бурения на интервале искусственного искривления. Дополнительные затраты времени на выполнение одного цикла искривления (без учета рейсов укороченными наборами) составили в среднем 8,8 ч, т. е. 4—5 ч на 1° искусственного искривления ствола скважины.

Бесклиповые скользящие снаряды непрерывного действия

Отличительной особенностью бесклиповых снарядов является возможность осуществлять набор кривизны одновременно с бурением скважины на некотором интервале той или иной длины ствола. Таким образом, набор кривизны происходит путем сравнительно равномерного искривления скважины в пределах всего интервала ее искусственного искривления, а не в результате резкого изгиба ствола, как при применении снарядов предыдущих групп. Это обусловлено возможностью перемещения бесклиповых снарядов без вращения их наружного корпуса по мере разрушения забоя скважины.

Длина интервала искусственного искривления скважин бесклиповыми снарядами определяется прежде всего величиной интенсивности искривления ствола на каждом метре его длины и стойкостью породоразрушающего инструмента.

Снаряд для направленного искривления скважин ТЗ-З «Тарбаган Забайкальский» разработан лабораторией техники разведки Забайкальского комплексного научно-исследовательского института (Л. Авдеевым, Ю. С. Костиним, В. В. Перминовым, авторское свидетельство № 386117, опубликовано 14.VI.1973 г.) трех типоразмеров ТЗ-З: 89, 73, 57 мм для искусственного искривления скважин \varnothing 93, 76 и 59 мм. Снаряд (рис. 32) состоит из двух основных частей: внутренней вращающейся (ротор I) и внешней не вращающейся (статор II) [6, 50]. Ротор состоит из разъемного вала 7 с верхним 11 и нижним 2 опорными выступами, на которых

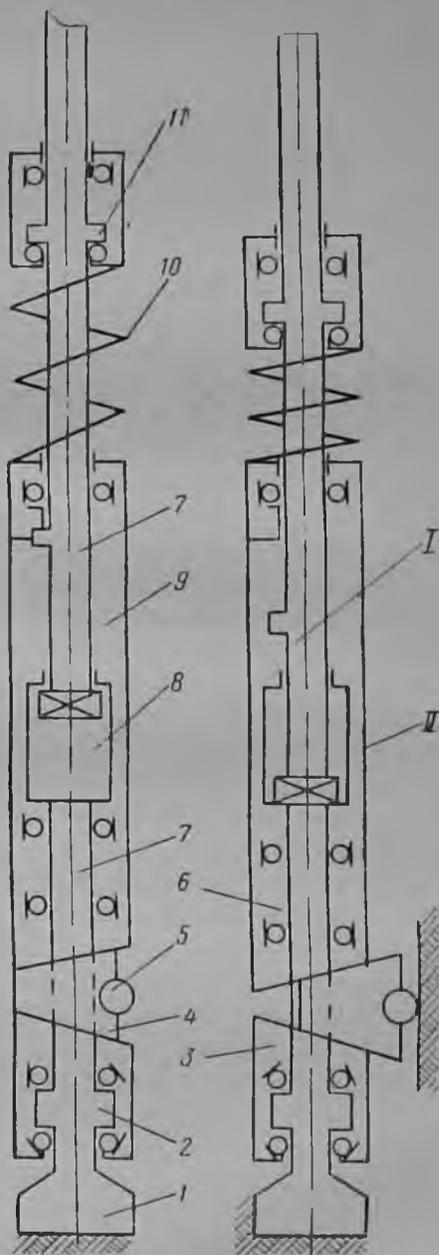


Рис. 32. Бесклиповый снаряд для направленного бурения скважин ТЗ-ЗБ конструкции ЗабНИИ.

размещены подшипники качения, со шлицевым узлом 8. На валу имеются блокировочный зуб, входящий в паз блокировочной муфты, возвратная пружина. На нижнюю часть вала наворачивается породоразрушающий инструмент — долото 1.

Статор состоит из корпуса 9 с блокировочной муфтой. Сверху над корпусом размещаются статорная пружина 10, а над ней — верхний подшипниковый узел. Корпус в нижней части имеет скошенную под углом 45° поверхность, называемую верхним полуклином 6. С верхним полуклином соприкасается выдвижной ползунок 4, также имеющий скошенные под углом 45° поверхности с обеих сторон, в нем закреплены свободно вращающиеся ролики-катки 5. Ползунок в свою очередь соприкасается с нижним полуклином 3, являющимся одновременно нижним подшипниковым узлом. Вал ротора в интервале установки ползуна изолируется шламозащитной трубкой. Эта часть снаряда, состоящая из верхнего и нижнего полуклинов и ползуна, соединяющихся между собой через Г-образные пазы, представляет собой распорно-отклоняющий узел.

Методика закрепления и принцип действия снаряда следующий. После ориентации и постановки снаряда на забой на него передается осевая нагрузка. При этом верхняя часть ротора перемещается вниз в пределах шлицевого разьема 8 вала. Осевая нагрузка через верхний опорный выступ 11 и подшипниковый узел передается на статорную пружину 10 и корпус 9, в результате ползунок 4 выдвигается по скошенной поверхности верхнего полуклинка 6 до упора катками 5 в стенку скважины. Дальнейшее сжатие статорной пружины приводит к смещению нижнего полуклинка 3 с долотом 1 от оси скважины в направлении, противоположном выдвинутому ползуну. Блокировочный зуб выходит из паза блокировочной муфты, и после этого включается вращение буровой колонны, которое через внутренний вал снаряда — ротор — передается долоту, в то время как осевая нагрузка передается по наружному корпусу снаряда — статору. По мере разрушения забоя катки, расположенные на выдвижном ползуне, свободно вращаются, врезаясь в стенки скважины, и по мере перемещения снаряда вниз удерживают статор от углового смещения, сохраняя заданное направление отклоняющего усилия, что обеспечивает искусственное искривление ствола скважины в направлении действия этого усилия. С буровыми трубами снаряд ТЗ-3 соединяется при помощи шарнира типа ШБЗ-5.

Для спуска и ориентации снаряд должен собираться таким образом, чтобы его вращающиеся и невращающиеся части (ротор и статор) были жестко соединены между собой, а диаметр снаряда во всех сечениях не превышал диаметра корпуса. Такое положение снаряда достигается тем, что при сборке статорная пружина 10 сжимается лишь на 2—5 мм, и этого усилия достаточно для обеспечения его блокировки, а роторная пружина сжимается на 20—30 мм, что обеспечивает отжатие в верхнее положение верхнего звена разъемного вала (шлицевой узел 8 в этом положении пол-

ностью разомкнут) и корпуса 9 статора. При этом блокировочный зуб вала входит в паз блокировочной муфты корпуса, и это обеспечивает жесткое соединение ротора и статора. Разжатое положение верхнего полуклина 6 позволяет выдвижному конусному ползуну 4 не выступать за пределы габаритов снаряда. Непредусмотренное преждевременное выдвижение ползуна может произойти только при постановке снаряда долотом на какое-либо препятствие (большая каверна, резкий изгиб ствола, кусок керна и т. п.) и при условии, что нагрузка на статорную пружину достигнет 600—800 кгс.

Снаряд ТЗ-3 прошел испытания во многих геологоразведочных партиях в горных породах VII—XI категорий по буримости. Средняя длина цикла непрерывного искусственного искривления при использовании ТЗ-3 \varnothing 73 и 57 мм составила 3—3,5, максимальная 9—15 м. Набор кривизны за цикл в среднем составил 3—4°, или 1—1,15° на 1 м интервала цикла. Дополнительные затраты времени на цикл составили в среднем 7,2—6,2 ч, или 1,85—1,94 ч на 1° искусственного искривления.

Снаряд для направленного бурения СНБ-ОП конструкции ДнепроИМП (авторы А. С. Гаркуша, И. Е. Данильченко, авторское свидетельство № 246160, опубликовано 15 января 1969 г.) предназначен для пространственного отклонения стволов направленных и многозабойных скважин \varnothing 59 и 76, 93 и 112 мм [15].

Снаряд СНБ-ОП-73 состоит из корпуса-фиксатора, гибкого вала и отклонителя (рис. 33).

Корпус 5, названный авторами фиксатором, изготовлен из отрезка колонковой трубы \varnothing 73 мм и имеет продольный вырез для свободного выхода двух шарниров 4, входящих в состав гибкого вала. Нижняя часть корпуса имеет фигурный вырез с двумя наклонными пазами, а внутри корпуса закреплен фигурный вкладыш той же формы. В прямоугольной полости вкладыша помещается отклонитель 9;

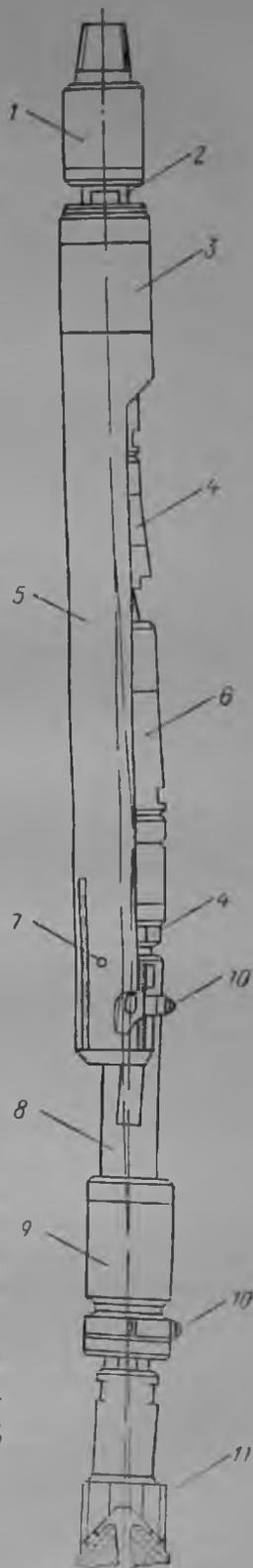


Рис. 33. Снаряд для направленного бурения СНБ-ОП конструкции ДнепроИМП.

его выступы-бобышки 10, находящиеся в перабочем состоянии СНБ в нижней части пазов, при создании осевой нагрузки (корпус 5 при этом проседает вниз) упираются в наклонные плоскости фигурного вкладыша и скользят по ним, перемещая отклонитель из полости вкладыша в плоскости симметрии корпуса-фиксатора. При этом отклонитель 9 упирается своими выступами 10, армированными твердосплавными резами, в стенки скважины, и таким образом осуществляется закрепление снаряда в стволе.

Гибкий вал состоит из двух частей: ведущего 2 и ведомого 8 валов, соединенных между собой двумя универсальными шарнирами 4 и плечевой муфтой 6, которая позволяет компенсировать осевое перемещение отклонителя при его закреплении и выполняет роль промежуточного или связующего звена между шарнирами. Гибкий вал помещен в корпусе 5 в верхнем 3 и нижнем подшипниковых узлах. Эти узлы и отклонитель заполняются маслом. На нижнюю часть ведомого вала наворачивается породоразрушающий инструмент — долото 11. Ведущий вал сверху соединен с обратным клапаном 1, выше которого устанавливается ориентатор.

Методика закрепления и принцип работы снаряда следующие. Для ориентации и спуска снаряда в скважину гибкий вал необходимо жестко соединить с корпусом-фиксатором снаряда. Для этого нижний шарнир 4 продольными выточками, имеющимися на его корпусе, заводится в прямоугольный паз фигурного вкладыша и в таком положении закрепляется срезными штифтами 7 (продольное перемещение нижнего шарнира обеспечивается постановкой плечевого соединения 6). После этого плоскость действия отклонителя устанавливается под углом, заданным проектом, к плоскости нулевого отсчета ориентатора. Снаряд опускается в скважину, ориентируется и устанавливается на забой. При осевой нагрузке 700—800 кгс штифты 7 срезаются, корпус-фиксатор 5 проседает и выступы-бобышки выходят из фигурного паза вкладыша и упираются в стенку скважины. Гибкий вал снаряда, представляющий собой двухшарнирную компоновку, изгибается таким образом, что нижний шарнир выходит из корпуса; верхняя часть корпуса отклоняется в направлении, противоположном выдвигению шарнира и отклонителя, и упирается в стенку скважины. В результате этого нижняя часть отклонителя с долотом также отклоняется от оси скважины в направлении, противоположном выходу шарнира, и в этом направлении происходит искривление ствола скважины в процессе бурения.

Бурение ведут при нагрузке 1800—2000 кгс. По мере разрушения забоя и продвижения ствола снаряд скользит по стенкам скважины, удерживаясь от поворота твердосплавными резами, закрепленными в выступах-бобышках отклонителя и в корпусе снаряда.

Снаряд испытывался на месторождениях Донбасса при бурении направленных скважин в горных породах VI—X категорий по

буримости. Цикл непрерывного искусственного искривления составлял 0,7—2,8 м, набор кривизны 0,75—3,5° или 0,5—1,2° на 1 м интервала цикла искривления. Дополнительные затраты времени на 1° искусственного искривления составили не более 2—3 ч.

Бесклиновый снаряд направленного бурения непрерывного действия БСНБ конструкции ЦКГУ разработан М. П. Олексенко (авторское свидетельство № 151653, 1962 г.).

Разработаны четыре модификации бесклинового снаряда БСНБ \varnothing 108, 89, 73 и 57 мм, что позволяет осуществлять бурение направленных и многоствольных скважин как при разведке месторождений на уголь, слюды, соль и т. п. при применении снарядов \varnothing 108

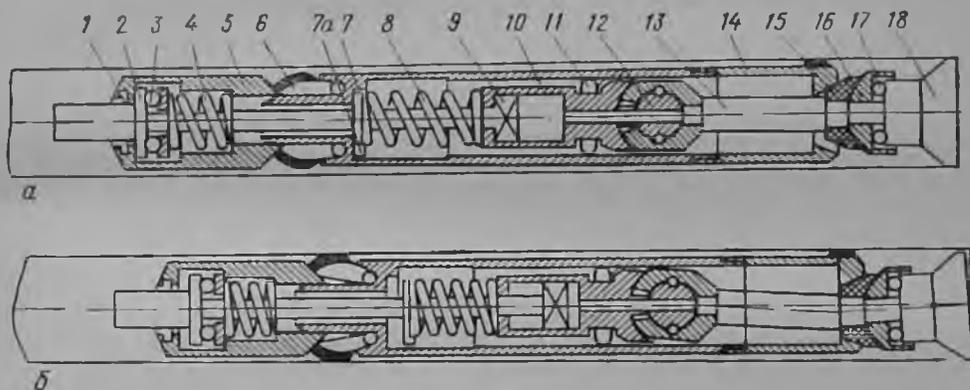


Рис. 34. Бесклиновый снаряд направленного бурения БСНБ конструкции ЦКГУ.

а — в незакрепленном, б — в сжатом (закрепленном) положении.

и 89 мм, так и на черные, редкие, благородные и другие металлы при использовании снарядов \varnothing 73 и 57 мм.

Конструктивное устройство снарядов типа БСНБ предусматривает как ориентацию существующими ориентаторами, так и самоориентацию отклоняющего узла. Ниже будет дано описание первого из названных вариантов снаряда, их технические характеристики приведены в табл. 10.

Снаряд БСНБ состоит из невращающейся и вращающейся частей (рис. 34). Невращающаяся часть снаряда (сверху вниз) состоит из конуса крепления 5, внутри которого помещена распорная пружина крепления 4. Пружина упирается в подшипник 3 и внутреннюю поверхность конуса 5. Внутренняя полость конуса от зашламования защищена уплотнительным кольцом 1. Скошенной поверхностью конус упирается в распорные планки 6 крепления снаряда (их три), армированные штабиками твердого сплава. Планки могут выступать из корпуса снаряда, поворачиваясь вокруг своих осей, в определенных пределах, которые ограничиваются верхним опорным выступом 7 наружного корпуса снаряда.

Таблица 10

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СНАРЯДОВ ТИПА БСНБ

Показатели	Диаметр снаряда, мм			
	108	89	73	57
Тип снаряда	Скользкий, бесклиповый			
Наружный диаметр	108	89	73	57
Длина, мм:				
без верхнего шарнира	2300	1800	1692	1550
с шарниром	—	—	1892	1750
Максимальный допустимый диаметр скважины, мм	130	100	85	65
Максимальный диаметр выдвинутого распорного пазла, мм	160	130	100	80
Способ крепления	Пружина-шарнирный	Шарнирно-клиповый		
Породоразрушающий инструмент	Бескерновое долото			
Скорость вращения, об./мин	60—80	60—80	60—80	60—80
Осевая нагрузка, кгс	3000—3500	2500—3000	2500—3000	1500—2000
Максимальный угол перекоса вала нижней части снаряда	0° 44'	0° 38'	0° 42'	0° 34'
Максимальная величина набора кривизны в контрольных породах на 1 м, градус *	2	1,5	1,5	1,3
Отклоняющее усилие на сместителе, кгс *	860	500	840	600
Усилие закрепления невращающейся части снаряда, кгс *	1500	1400	1200	1000

* Расчетные величины.

Последний соединяется с отклоняющим устройством снаряда — сместителем 14, нижняя часть которого представляет собой эксцентричную конусную муфту. К невращающейся части также относится конус сместителя 15 и кожух 16 подшипника 17, посаженного на вращающийся вал снаряда.

Вращающаяся часть снаряда состоит из переходного вала, имеющего верхний кольцевой выступ 2 и боковой выступ-шпону 7а. Вал оканчивается штоком компенсирующей муфты 9 (шлицевое соединение); на валу помещается возвратная пружина 8. Муфта 9 помещается внутри корпуса 10 шлицевого соединения, центрируемого подшипником 11. Далее корпус соединен с шарнирным устройством 12 и валом 13 шарнира, на котором помещены

невращающийся конус сместителя и породоразрушающий инструмент 18. Все узлы вращающейся части снаряда помещены в его наружном, невращающемся, корпусе и удерживаются при помощи подшипников 3, 11, 17.

Методика работы снарядом следующая. Жесткое соединение вращающейся части с корпусом снаряда осуществляется в результате закрепления за верхний опорный выступ 7 бокового выступа-шпонки 7а, который благодаря возвратной пружине 8 постоянно находится в этом положении (рис. 34, б). После того как снаряд сориентирован в скважине в заданном направлении и установлен на забой, гидравликой бурового станка на снаряд передается осевая нагрузка. В результате этого верхний кольцевой выступ 2 через подшипник 3 передает нагрузку на распорную пружину крепления 4, а последняя — на конус крепления 5 (рис. 34, а). Под давлением конуса планки 6 выступают из корпуса и врезаются в стенки скважины (от опрокидывания они удерживаются верхним опорным выступом 7 корпуса), предотвращая поворот снаряда. Боковой выступ-шпонка 7а выходит из зацепления с выступом 7, что освобождает вращающуюся часть снаряда (при этом муфта 9 шлицевого соединения перемещается в его корпусе 10). После этого включается вращение бурового снаряда и начинается процесс бурения.

Набор кривизны осуществляется в результате проектного и строго фиксированного перегиба вала 13 шарнира при надвигании корпуса отклонителя (сместителя) 14, имеющего конусную эксцентричную муфту, на конус сместителя 15. Изменением эксцентриситета муфты можно изменять набор кривизны снарядом.

Бесклиновые снаряды БСНБ прошли широкие производственные испытания на месторождениях целого ряда экспедиций и партий: Северо-Карагальской, Каражалской, Карагайлинской, Жаиремской, Северо-Западной угольной в Центральном Казахстане; Центральной в Кривом Роге; Западно-Хараслаховской в Норильске и др.

Длина рейса искусственного искривления снарядом БСНБ составляла от 1 до 9,4 м; набор кривизны до 2,5—8° за цикл, а на 1 м искусственного искривления — 0,5—1,5°; дополнительные затраты времени на 1° искусственного искривления составили: по породам IX—X категорий по буримости 1—2 станко-часа, по породам VI—VII категорий — до 4.

ЗАРУБЕЖНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ИСКУССТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА

За рубежом при проведении геологоразведочных буровых работ для искусственного искривления скважин малого диаметра используется несколько конструкций отклонителей. По своему назначению они также могут быть разделены на две группы:

1) стационарные клинья. к ним относится клин Холл-Роу (США);

2) извлекаемые клинья для искривления скважин с их естественного забоя; к ним относятся клинья Томсона (США), Е. Рокстрёма (Швеция) и Клапписона (Австралия).

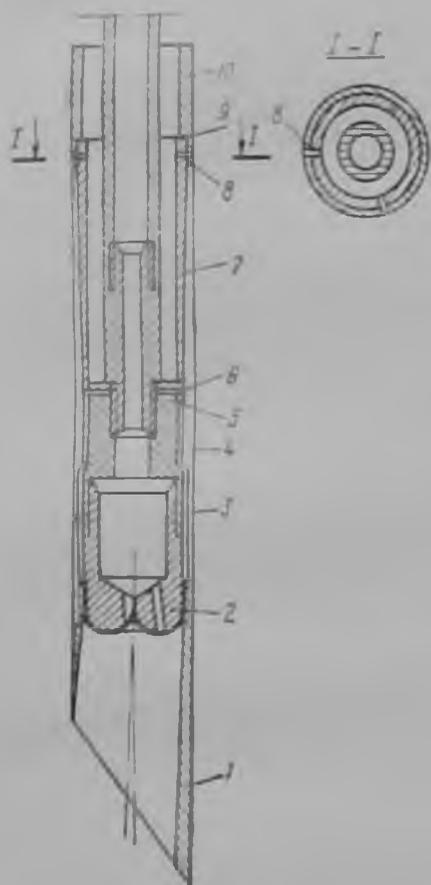


Рис. 35. Отклонитель для алмазных скважин Е. Рокстрёма (Швеция).

Конструктивное устройство клиньев Холл-Роу и Томсона достаточно широко известно, так как их описания приведены в ряде работ (В. В. Шитихин и др., 1960 г.; Д. Д. Камминг, 1960 г.; С. С. Сулакшин, 1960 г., и др.). Устройство стационарного клина СКО-2 партии новой техники Читинского ТГУ во многом подобно устройству клина Холл-Роу, однако является более совершенной моделью и имеет лучшую систему закрепления подпятника. Большой интерес представляют клинья конструкции Рокстрёма и Клапписона.

Отклонитель для алмазных скважин системы Е. Рокстрёма (патент США № 3172488, 1965 г.) представляет собой цилиндрическую трубу 1 (рис. 35), особенностью которой является то, что ее внутренняя поверхность скошена под небольшим углом к оси ($0,5-2,5^\circ$).

Отклонитель соединен с расширителем-конусом, который служит для закрепления отклонителя в стволе скважины. Расширитель состоит из двух частей:

1) конусной гильзы 3, соединенной с отклоняющей трубой 1 и имеющей с ней равный наружный диаметр; она имеет несколько продольных пазов 4, которые находятся друг от друга на равных расстояниях: ее конусность направлена вверх, т. е. в сторону, противоположную отклоняющей поверхности трубы 1;

2) гильзы 7, имеющей конусообразную форму, суживающуюся вниз в сторону отклоняющей поверхности трубы 1. Конусная гильза 7 расширяющего расширителя соединяется через переходник 5 с алмазным долотом 2. С переходником она соединена стопорными штифтами 6, а с корпусом 10 отклонителя — штифтами 8.

При постановке отклонителя на забой скважины на долото 2 передается необходимая осевая нагрузка, срезаются штифты 8 и отбурочный инструмент вместе с конусной гильзой 7 перемещается вниз. При взаимодействии конусов гильзы 7 с разрезанной гильзой 3 последняя расширяется, что приводит к закреплению отклонителя в скважине.

Стопорные штифты 6 изготавливаются из алюминия, они срезаются при осевой нагрузке, превышающей величину нагрузки, необходимой для расклинивания конусной гильзы 7 расширителя в гильзе 3 корпуса. После их срезания отбурочный инструмент освобождается от соединения с корпусом и направляется по внутренней скошенной поверхности отклонителя 1 в заданном направлении.

При извлечении отклонителя из скважины гильза 7 конуса-расширителя зацепляется пятой переходника 5, расположенного над породоразрушающим инструментом-долотом 2, и поднимается вверх. Верхний конец гильзы упирается в буртик 9 корпуса 10, и гильза 3 при этом освобождается и отходит от стенок скважины, а затем вся компоновка извлекается из скважины.

Методика искривления скважины следующая. Компоновка отклонителя, показанная на рис. 35, опускается в скважину и его отклоняющая поверхность ориентируется в заданном направлении. После постановки трубы 1 отклонителя на забой скважины на отбурочный инструмент передается осевая нагрузка, достаточная для срезания поддерживающих штифтов 8. После этого отбурочный инструмент вместе с гильзой 7 расширителя опускается вниз и последняя расклинивается с конусной поверхностью разрезной гильзы 3, которая в результате расширяется и заклинивается своими ребрами в стволе скважины. Алмазное долото при этом перемещается внутрь трубы 1 и располагается на ее отклоняющей поверхности. Далее нагрузка увеличивается для срезания стопорных штифтов 6 и отбурочный инструмент отделяется от закрепляющей части снаряда и начинается процесс забуривания пилот-скважины на интервале примерно 0,3 м, что считается достаточным для обеспечения необходимого нового направления скважины.

После этого отклонитель извлекается и заменяется одишной колонковой трубой с долотом, диаметр которого аналогичен диаметру долота 2 отклонителя. Этой компоновкой производится дальнейшая углубка скважины на расстоянии 2—4 м, а затем отклоненный ствол скважины расширяется керновой коронкой, которая имеет диаметр, равный полноразмерному диаметру основного ствола до постановки отклонителя.

Извлекаемый клип конструкции Клапписона применяется более широко. По устройству он близок к снаряду ИКС-А76 конструкции ИМР. Модернизированная модель клина Клапписона [42] показана на рис. 36. Его корпус 6 изготовлен из колонковой трубы в форме установочного патрубка.



Рис. 36. Извлекаемый клин Клаппсена (Австралия).



Рис. 37. Компоновка расширителя плот-скважины.

к которому приклепан цельнометаллический желоб 3, имеющий серпообразную форму (ранее он изготавливался с плоской поверхностью). В верхней части корпус соединен с переходником 9, служащим для крепления в нем срезным штифтом отбурочного инструмента, снизу заклепкой 2 — с раскрепляющим устройством.

Отбурочный инструмент состоит из бурильной трубы 7 с ниппелями (верхний 8 выполняет одновременно роль центратора), колонковой трубы 5 и алмазного долота 4, диаметр которого (как в отклонителе Рокстрёма) максимально приближен к диаметру клина. Сверху отбурочный инструмент соединен с бурильными трубами 10. Закрепление клина в скважине осуществляется (как и клина ИКС-А76 конструкции ИМР) клиновым устройством типа «ласточкин хвост» 1.

Все узлы клина взаимосвязаны. Отличительной особенностью клина является плоский торец желоба, что требует обязательной обработки забоя скважины специальным алмазным долотом с плоским торцом для уничтожения остающегося на забое пенька керна и его кусков. Забуривание пилот-скважины производится специальным алмазным долотом, так как отсутствие керна на небольшом интервале искусственного искривления оправдывается значительно большей легкостью и быстротой бурения по клину и пилот-скважины без отбора керна. Кроме того, это исключает возможность расклинивания керна в трубе в процессе бурения пилот-скважины и необходимость преждевременного подъема клина из скважины.

Расширение пилот-скважины ранее осуществлялось расширителем, подобным ступенчатому расширителю РС конструкции ВИТР, но с убирающимся внутрь корпуса направляющим штоком. В связи с этим его корпус имел большую длину и попадание штока в эксцентричное устье пилот-скважины было затруднительно, случались поломки алмазных коронок и направляющего штока. В связи с этим конструкция расширителя была изменена. Новый расширитель представляет собой сборную компоновку, состоящую из направляющего долота и трех-четырёх специальных алмазных расширителей, соединенных между собой короткими отрезками бурильных труб (рис. 37).

Преимуществом такого расширителя является то, что наряду с расширением ствола скважины на 13—15 мм и уничтожением перегиба ствола он позволяет после завершения этих операций осуществлять дальнейшее бурение скважины тем же рейсом. Его недостатком является большая жесткость компоновки, поэтому существует тенденция постоянного сокращения набора кривизны, полученного при отбуривании от клина. (Этот недостаток может быть устранен постановкой шарнирного соединения в средней части компоновки расширителя. — Ю. М.) Вместе с тем его применение обеспечивает минимальную ширину выступа и незначительный перегиб ствола, что позволяет использовать в следующем рейсе колонковые трубы длиной до 6 м.

Средний срок службы клина Клапписона составил 22 постановки, а срок службы желоба — 6—7 отклонений. Средний набор кривизны за установку клина $1,25^\circ$. Соотношение числа удачных и неудачных постановок клина (как в зенитном, так и азимутальном направлениях) 15 : 1.

Затраты времени (без спуско-подъемных операций) на отбуривание пилот-скважины и ее расширение составляют в среднем 6 ч, а общие затраты — две постановки клина — $2,5^\circ$ примерно за три рабочие смены. Периодичность постановки клина — через 2,5—3,0 м.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ИСКУССТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН

Технические средства для забуривания нового ствола скважины

Одним из основных требований к стационарным клиньям при забуривании дополнительных стволов многоствольных скважин является их надежное закрепление в скважине в течение всего периода бурения нового ствола. Любое изменение положения клина в скважине может привести к перекрытию устья дополнительного ствола, что повлечет за собой значительные потери материальных и трудовых затрат. Вторым требованием является обеспечение такой прочности и износостойкости отклоняющего желоба клина, которая была бы достаточной для предотвращения его от протирания вращающейся бурильной колонией в течение всего периода бурения ствола любой проектной длины.

Наряду с этим перед геологоразведчиками-буровиками постоянно стоит задача обеспечивать ежегодный рост производительности буровых работ. При больших объемах работ по искусственному искривлению скважин, если на установку каждого стационарного клина и забуривание нового ствола будет уходить много времени, это приведет к заметному снижению производительности бурения. Поэтому технически наиболее совершенным является такой стационарный клин, конструктивное устройство которого обеспечивает его надежное раскрепление и высокую износостойкость, а экономически наиболее эффективным такой клин, который позволяет выполнять операцию закрепления с наименьшими затратами времени (табл. 11). Нужно иметь в виду, что стоимость работ по забуриванию дополнительного ствола определяется не только собственной ценой клина и искусственного моста, но и стоимостью затрат времени на их установку, а также всех дополнительных работ, связанных с установкой клина той или иной конструкции. С учетом этого производительность буровых работ может оказаться более низкой, стоимость установки более простого и дешевого клина из-за большого объема подготовительных операций и их продолжительности гораздо более значительной по сравнению с таковыми для более совершенного и дорогого клина,

Таблица 11

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СТАЦИОНАРНЫХ КЛИШЕВ
(НАЗНАЧЕНИЕ ОТКЛОНИТЕЛЯ — ЗАБУРИВАНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО СТВОЛА МНОГОСТВОЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ)

Отклонитель	Тип желоба	Количество стволів, отбуриваемых за 1 установку клина	Искусственный мост	Способ закрепления в скважине	Пример отклонителя
Незавлекаемый стационарный клин	Открытый	1	Конусно-клиновая пробка с гидравлическим приводом	Конусно-клиновый	КОС, ВИТР
То же	»	1	Затяжная конусно-клиновая пробка	»	КС, ВКГУ
»	»	1	—	Конусно-клиновый с гидравлическим приводом	КОСГ, ВИТР, ГС, НРБ
»	»	1	Пробка с ориентированным подпятником	Ориентированный подпятник	КОС, ОрТГУ, и Холл-Роу (США)
Ивлекаемый стационарный клин	»	1 и более	Ориентированный подпятник с гидромеханическим распором	То же	СКО, Чит. ТГУ (частично извлекаемый)
То же	Закрывать	1 и более	Колонна буровых труб	Клиновый	КП-73, ВИТР

установка которого происходит за меньший промежуток времени и без дополнительных работ.

Минимальная стоимость и продолжительность во времени операции установки клина и отбуривания дополнительного ствола определяет собой наиболее рациональную конструкцию клина. С этой точки зрения экономичнее стационарный клин с гидравлической системой раскрепления в стволе скважины КОСГ конструкции ВИТР. Стоимость его не превышает суммарной стоимости пробки-забоя ПЗ и клина КОС или клина СКО-2 с подпятником, а время на его установку равно времени на установку ПЗ, т. е. 10—15 мин. Конусно-клиновая система раскрепления этого клина обеспечивает увеличение надежности его закрепления в скважине при росте осевых и динамических нагрузок. Для плотного прижатия отклоняющего желоба обратной стороной к стенке скважины в верхнем сечении раскрепляющей системы клиновую плашку с этой стороны устанавливать не следует.



В противоположность конусно-клиновой системе раскрепления система на затягивание конуса в пробке В. М. Шаповалова и других является менее надежной, так как при увеличении осевых и особенно динамиче-

Рис. 38. Приспособление для поворота и извлечения из скважины закрытого стационарного клина (по Б. И. Спиридонову и другим, 1970 г.).

ских нагрузок пробка может проскользнуть вниз по стволу скважины, что приведет к потере дополнительного ствола. Это вызывает необходимость создания амортизирующей подушки над пробкой путем засыпки щебенки на интервале 2—4 м. В совокупности установка такой пробки, засыпка щебенки и постановка клина более продолжительны по времени и более дорогие по стоимости.

Среди извлекаемых клиньев, предназначенных для повторного бурения рудных зон, более рационален клин КПП, который после бурения одного или нескольких дополнительных стволов можно полностью извлечь из скважины для последующего использования, а бурение основного ствола продолжить. Это полностью компенсирует необходимость бурения дополнительного ствола породоразрушающим инструментом, на один размер меньшим по сравнению с диаметром основного ствола.

Этот клин можно повернуть и потом закрепить с помощью простого приспособления (рис. 38), разработанного в Западно-Сибирском геологическом управлении [56]. Такой фигурный вырез может быть выполнен в переходнике 4 клина КПП (см. рис. 18), что придаст этому клину универсальность как для повторного бурения, так и для проходки многоствольных скважин со ство-

лами небольшой длины. Устапавливается клин быстро, а забуривание первого ствола происходит в течение одного и того же рейса по спуску и закреплению клина в скважине.

Технические средства для искусственного искривления скважин с естественного забоя

Технические средства для искривления скважин с естественного забоя можно разделить на три группы, существенно отличающиеся по технико-экономическим показателям (табл. 12).

Отклоняющие снаряды однократного действия за 1 цикл искусственного искривления обеспечивают возможность отбуривания лишь одной пилот-скважины уменьшенного диаметра. Поэтому наиболее рациональным будет такой снаряд, конструктивное устройство которого позволит выполнить эту операцию с наименьшими затратами времени и средств, т. е. закрепить снаряд, отбурить пилот-скважину породоразрушающим инструментом с диаметром, наиболее приближенным к диаметру основного ствола в течение одного рейса с минимальным износом породоразрушающего инструмента и снаряда.

Если оценивать конструктивное устройство снарядов на основе этих требований, то в наибольшей степени им отвечает снаряд типа СНБ-АС конструкции Южно-Казахстанского геологического управления: работа породоразрушающего инструмента при забуривании пилот-скважины начинается непосредственно с забоя основного ствола, т. е. исключается его соприкосновение с металлом отклоняющего желоба, а это позволяет осуществлять нормальную отработку алмазных коронок. В извлекаемом клине ИК конструкции Ю. М. Тетерина также предусмотрено забуривание пилот-скважины без касания породоразрушающим инструментом поверхности отклоняющего желоба. В клине конструкции Клапписона при забуривании пилот-скважины рационально использованы специальные алмазные долота, что существенно упрощает технологию искусственного искривления. Применение сборной компоновки расширителей (рис. 37) для проработки перегиба ствола исключает рейсы укороченными колонковыми наборами и позволяет переходить на бурение колонковыми трубами стандартной длины. Это существенно сокращает (на 2—4 рейса) количество операций в цикле искусственного искривления, и поэтому разработка аналогичного назначения алмазных расширителей и бескерповых долот является совершенно необходимой для использования в специальных шарнирных компоновках, применяемых в отечественной практике и обеспечивающих более эффективную работу по сравнению с указанной компоновкой расширителей.

Отклоняющий снаряд многократного действия АНс конструкции УрТГУ предназначен для выполнения в течение одного рейса нескольких циклов искусственного искривления скважины при

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОТКЛОНЯЮЩИХ СВАРЕДОВ
(НАЗНАЧЕНИЕ ОТКЛОНЯТЕЛЕЙ — ИСКУССТВЕННОЕ ИСКРИВЛЕНИЕ СВАЖИНЫ С ЕСТЕСТВЕННОГО ЗАБОЯ)

Тип отклонителя	Количество допустимых отклонений за 1 цикл искусственного искривления	Диаметр бурения пилот-сважины	Интервал забуривания пилот-сважины	Способ закрепления отклонителя	Пример отклонителя
Отклоняющий стержень (элементный или) одностороннего действия	1	Меньше диаметра основного ствола на 2 размера	Бурение поворотной по азимуту скважины выше забоя	Закрепление в желоба скважины корпусом отклонителя	СО, ВДУР СО, ВДУУ
То же	1	Меньше диаметра основного ствола на 1 размер	То же	Закрепление в желоба и специальной скважине	СНБ-ГО, КоаИМС
»	1	То же	»	Расширивание корпуса конусным расширителем	Ками Голстрёма, Швеция
»	1	То же	То же	Закрепление в желоба дополнительным элементом	ПКС-А70, ИМР
»	1	»	»	То же	Ками Клаппсона, Австралия
»	1	»	»	Закрепление в желоба муфтой	ПК-2, УГ КиргССР
»	1 и более	Равен диаметру основного ствола	С поверхности забоя	Конусно-клиновый гидроаспирный	СНБ-АС, ЮКУ АНС, УР ТТУ
Сварной клиновидный тип многократного действия	1 и более	То же	То же	Ползуи клинового типа Пружинно-шарнирный расширитель скважины	ТЗ-3, ЗабНИИ БСНБ, ЦГУ
Бесклиновый стержень непрерывного действия, скользящий	Непрерывный набор кривизны и процесс бурения ствола			Взаим отклоняющей системы	СНБ, ИМР

сохранении ее диаметра и поэтому должен сравниваться с бесклиновыми снарядами. Однако потенциальная возможность выполнения многократных циклов отбуриваний для искривления скважины в настоящее время практически не реализуется. При выполнении цикла искривлений АНс образуется резкий перегиб ствола, что вызывает необходимость его проработки в течение 5—6 рейсов укороченными колонковыми наборами, т. е. АНс работает подобно извлекаемому клину. Вместе с тем снаряд АНс по сравнению с извлекаемыми снарядами однократного действия (например, СНБ-АС и др.) не имеет существенных преимуществ, так как обеспечивает в среднем меньший набор кривизны за цикл (несмотря на резкий перегиб ствола) при сравнительно близких затратах времени на цикл, имеет менее надежную систему крепления, более сложное устройство и большие размеры. Снаряд требует дальнейшего усовершенствования, в первую очередь для обеспечения многократности циклов искривления в течение одного рейса.

Бесклиновые скользящие снаряды непрерывного действия ТЗ-3, БСНБ, СНБ-ОП позволяют осуществлять непрерывный набор кривизны на всем интервале бурения скважины тем или иным снарядом при сохранении диаметра ее ствола. Конструктивные устройства этих снарядов имеют между собой значительные принципиальные отличия. Вместе с тем в процессе производственных испытаний при направленном бурении ряда скважин доказана работоспособность каждой конструкции. Поэтому производственные испытания этих снарядов и их совершенствование должны быть продолжены, а сравнительные испытания позволят выявить наиболее работоспособные и экономичные модели.

Среди бесклиновых наиболее простое устройство имеет снаряд СНБ-ОП конструкции ИМР, однако система его закрепления в скважине нуждается в дополнительной проверке. Более широко испытан снаряд ТЗ-3 ЗабНИИ, однако этот снаряд не свободен от зашламования, а набор им кривизны в существенной степени зависит от разработки ствола и перемежаемости мягких и твердых пород, что в ряде случаев приводит к резким перегибам ствола и последующей поломке снаряда. Совершеннее в конструктивном отношении снаряд БСНБ (ЦКГУ), у которого набор кривизны определяется геометрическим расположением элементов его отклоняющего узла и может выполняться его самоориентация, внутренняя полость снаряда изолирована и может заполняться машинным маслом. Для повышения работоспособности снаряда необходима доработка его подшипниковых узлов и раскрепляющего устройства.

Таким образом, рассмотренные три группы отклоняющих снарядов для искривления скважины с естественного забоя имеют между собой значительные принципиальные конструктивные отличия, различные технико-экономические показатели и разные области применения.

Снаряды однократного действия просты по конструкции и состоят из 6—12 деталей. Цикл искусственного искривления при их

применении в среднем состоит из 5—8 операций, а его длина 8—12 м. Набор кривизны на этом интервале 2—5°, или от 0,10 до 0,3—0,6° на 1 м длины цикла. Средние дополнительные затраты времени на 1° искусственного искривления 4—6, нередко 10 ч. Это приводит к заметному снижению производительности бурения, особенно при необходимости выполнения большого количества постановок снарядов.

Снаряд многократного действия АНс сложнее по конструкции и состоит примерно из 45 деталей. Цикл искривления при его применении состоит из 5—7 операций при длине интервала 5—7 м. Средний набор кривизны на этом интервале 2—2° 30', или 0,25—0,50° на 1 м длины цикла (в действительности набор происходит на интервале 0,6—0,7 м, т. е. перегиб достигает 3—4° на 1 м, и именно этим вызвана необходимость проработки ствола в течение 5—6 укороченных рейсов бурения). Дополнительные затраты времени на цикл 8,5—9,5 или 4—5 ч на 1° искусственного искривления.

Профиль скважин на интервале искусственного искривления при применении снарядов обеих групп представляет собой ломаную линию с перегибами, сглаживание которых выполняется в результате ряда дополнительных укороченных рейсов бурения, входящих в состав цикла, и дополнительное время тратится в основном именно на эти операции. Применение компоновки из специальных алмазных расширителей (рис. 37) позволяет сгладить перегибы ствола и продолжить его бурение, и в этом случае нет необходимости применять укороченные рейсы и затрачивать дополнительное время.

Бесклиновые снаряды непрерывного действия также являются более сложными конструкциями и состоят из 40—50 деталей. Цикл искусственного искривления при их применении 2—5, нередко 8—12 м. Набор кривизны на интервале цикла составляет 2—10° и более, или от 0,2 до 0,8—1,5° на 1 м длины цикла. Профиль ствола на интервале искусственного искривления чаще имеет плавную форму. Дополнительные затраты времени на 1° искусственного искривления 1—3 ч.

Таким образом, бесклиновые снаряды непрерывного действия по сравнению со снарядами клинового типа имеют существенные преимущества: они позволяют осуществлять бурение на интервале искусственного искривления при сохранении диаметра основного ствола; набор кривизны производится непрерывно в течение рейса на интервале длиной до 5—10 м и более с интенсивностью до 0,5—1,5° на 1 м интервала искривления, т. е. возможно проведение стволов скважин по профилям малого радиуса кривизны; набор кривизны на 1 м бурения в 2—3 раза больше, а затраты времени на 1° искусственного искривления в 2—4 раза меньше. Следовательно, бесклиновые снаряды являются наиболее эффективными искусственными отклонителями, обеспечивающими бурение как направленных, так и многоствольных скважин по любому проек-

ному профилю, рациональному для конкретных геологических условий.

Из приведенного обзора и анализа следует, что тенденции развития техники и технологии искусственного искривления скважин в зарубежной и отечественной практике имеют существенные различия.

В практике направленного бурения скважин в зарубежных странах следует отметить стремление: а) сблизить диаметр пилот-ствола и скважины, б) уменьшить интервал искусственного искривления, а проектный набор кривизны осуществлять увеличением числа постановок клина через небольшие интервалы. Это позволяет довольствоваться небольшим набором кривизны за 1 постановку (в среднем $1,25-1,5^\circ$), но благодаря короткому интервалу удельный набор кривизны достаточно высок ($0,4-0,5^\circ$ на 1 м) при затратах времени примерно 8—10 ч на 2,5—3,0 м ствола или 6—7 ч на 1° . Это достигается применением специальных алмазных долот и прежде всего рациональной конструкцией расширителя, который позволяет одновременно выполнять расширение и сглаживание перегиба пилот-ствола и его последующее бурение.

В отечественной практике существуют два направления.

1. При использовании отклоняющих клиновых снарядов однократного действия стремятся увеличить набор кривизны за 1 постановку в результате применения шарнирных компоновок, что следует признать правильным. Однако это достигается увеличением длины интервалов искусственного искривления из-за большого числа операций в цикле. Дополнительные затраты времени на 1° искривления при этом не выше, чем при применении клина Клапписона (в среднем 4—6 ч), при близком наборе кривизны на 1 м скважины ($0,40-0,6^\circ$).

Следовательно, усовершенствование техники и технологии искусственного искривления скважин клиновыми снарядами в отечественной практике должно состоять в сохранении получаемых наборов кривизны при сокращении числа операций до 3—4 в цикле, а его длины до 3—6 м, что позволит значительно сократить затраты времени, поднять производительность бурения на интервалах искривления и увеличить средний удельный набор кривизны до $0,4-0,6^\circ$ на 1 м ствола. Это может быть достигнуто сближением диаметров пилот-скважины и скважины и главным образом разработкой новой конструкции алмазного долота и расширителя, что позволит после расширения пилот-скважины и работы шарнирными компоновками осуществлять дальнейшее бурение скважины стандартным колонковым набором.

2. Более перспективным направлением является разработка и широкое применение бесклиновых скользящих снарядов непрерывного действия, которые по сравнению с предыдущими конструкциями имеют значительные преимущества и при условии разработки для них специальных алмазных долот обеспечивают бурение на интервалах искусственного искривления практически без снижения производительности буровых работ.

МЕТОДЫ И АППАРАТУРА ДЛЯ ОРИЕНТАЦИИ ИСКУССТВЕННЫХ ОТКЛОНИТЕЛЕЙ И ОТБОРА ОРИЕНТИРОВАННЫХ КЕРНОВ В СКВАЖИНАХ МАЛОГО ДИАМЕТРА

При поисках и разведке месторождений полезных ископаемых бурение каждой направленной и многоствольной скважины осуществляется для выполнения определенного геологического задания в определенном пункте разведочной сети. При этом нередко приходится применять средства искусственного искривления скважины. В этих случаях для выполнения операции с минимальными затратами времени и средств отклонитель в каждом интервале его установки должен ориентироваться в строго заданном направлении. Это направление устанавливается по углу установки ψ между плоскостью отклоняющего действия отклонителя и плоскостью нулевого или начального отсчета. Угол установки определяется в сечении, перпендикулярном к оси скважины. Расчет необходимого угла установки отклонителя может осуществляться аналитическим и графическим методом или при помощи специальных счетных приборов (последние широкого распространения не получили, поэтому в данной работе не освещаются).

В зависимости от выбора нулевого направления отсчета для определения угла установки ψ существуют два метода ориентации: прямой (отсчет от географического или магнитного меридиана) и косвенный (отсчет от апсидальной плоскости скважины, см. гл. 1).

Достоинством прямого метода ориентации является возможность установки искусственных отклонителей в вертикальных скважинах, в которых косвенные методы применяться не могут. Прямой метод ориентации может быть осуществлен при использовании универсального сигнализатора конструкции ВИТР (авторское свидетельство В. В. Шитихина № 147558, 1962 г.), основанного на применении инклинометра с магнитной стрелкой или гироскопического циклометра, а также устройства с использованием

гироскопического курсоуказателя С. Я. Пяты [49]. Однако в геологоразведочной практике эти методы широкого распространения не получили, так как они требуют применения сложных и дорогостоящих гироскопических инклинометров, обслуживаемых специальной каротажной станцией. Кроме того, вариант с гироскопическим пиклинометром может быть применен только для ориентации мало распространенных стационарных клиньев, устанавливаемых на ориентированный подпятник, и в скважинах диаметром более 46 мм.

Косвенный метод ориентации искусственных отклонителей может быть применен только в тех скважинах, ось которых отклонена от вертикали не менее чем на $2-3^\circ$. Обязательным условием при этом является предварительное измерение азимутальных и зенитных углов скважины в интервале установки отклонителя как для определения направления апсидальной плоскости относительно меридиана, так и для расчета других параметров установки отклонителя в скважине. Аппаратура, применяемая при косвенном методе ориентации отклонителей, более проста по сравнению с предыдущей группой; кроме того, существуют приемы, которые позволяют при ее использовании осуществлять ориентацию отклонителей в скважинах, близких к вертикальным.

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВКИ ОТКЛОНИТЕЛЕЙ В СКВАЖИНАХ

Аналитический метод определения угла установки отклонителя в скважине. Положение отклонителя в скважине, т. е. угол его установки, определяется направлением проектного искривления скважины. В зависимости от проектного искривления отклонитель может устанавливаться:

1) строго на увеличение зенитного угла скважины, т. е. на выполаживание; в этом случае апсидальная плоскость и плоскость отклоняющего действия отклонителя совпадают (угол установки $\psi = 0^\circ$);

2) строго на уменьшение зенитного угла скважины, т. е. на выкручивание; в этом случае апсидальная плоскость и плоскость отклоняющего действия также совпадают (угол установки $\psi = 180^\circ$);

3) на одновременное изменение зенитного и азимутального углов наклонной скважины; в этом случае плоскость отклоняющего действия отклонителя не совпадает с апсидальной плоскостью скважины (угол установки $0 < \psi < 180^\circ$) и в зависимости от угла между ними может произойти большее или меньшее изменение зенитного и азимутального углов.

Для определения зависимости между указанными показателями существует несколько математических выражений:

а) по А. Н. Шаньгину

$$\operatorname{tg} \Delta\alpha = \frac{\sin \Psi}{\cos \theta \cos \Psi + \sin \theta \operatorname{ctg} \beta}, \quad (11)$$

где $\Delta\alpha$ — приращение азимутального угла скважины после постановки отклонителя, градус; Ψ — угол установки отклонителя, градус; θ — зенитный угол скважины в интервале постановки отклонителя, градус; β — угол наклона (скоса) отклоняющего желоба отклонителя, градус.

б) по М. М. Александрову

— при необходимости увеличения зенитного угла

$$\pm \Psi = 90^\circ - \arcsin \frac{\Delta\theta}{\Delta\sigma}, \quad (12)$$

— при необходимости уменьшения зенитного угла

$$\pm \Psi = 90^\circ + \arcsin \frac{\Delta\theta}{\Delta\sigma}, \quad (13)$$

— при необходимости сохранения величины зенитного угла

$$\pm \Psi = 90^\circ + 0,5 \arcsin \frac{(\Delta\theta) \alpha_{\max}}{\Delta\sigma}, \quad (14)$$

где $\pm \Psi$ — угол установки, градус (+ вправо, — влево от апсидальной плоскости); $\Delta\theta$ — приращение зенитного угла на интервале искривления, градус; $\Delta\sigma$ — полное или суммарное искривление скважины на интервале искривления, градус.

Полное искривление скважины с достаточной степенью приближения определяется по формулам:

при зенитных углах скважины $< 15^\circ$

$$\Delta\sigma = \sqrt{\Delta\theta^2 + \left(\Delta\alpha \frac{\theta_{\text{ср}}}{57,3}\right)^2}, \quad (15)$$

при зенитных углах скважины $> 15^\circ$

$$\Delta\sigma = \sqrt{\Delta\theta^2 + (\Delta\alpha \cdot \sin \theta_{\text{ср}})^2}, \quad (16)$$

Графический метод определения угла установки отклонителя в скважине. Этот метод проще и удобнее для определения необходимых данных для установки отклонителя в скважине.

Расчет угла установки Ψ производят в следующем порядке. Выбирают масштаб перевода угловых величин в линейные (например, угол 1° равен 1 см). Вычерчивают прямую линию AB , на которой в выбранном масштабе от точки B на расстоянии, равном величине зенитного угла в интервале постановки отклонителя, откладывают точку O (рис. 39). В том же масштабе вычерчивается окружность с центром в точке O и радиусом β , равным углу на-

клона желоба отклонителя. При определении угла установки могут быть два основных случая.

1. Зенитный угол θ_0 больше угла наклона желоба отклонителя. В этом случае точка B находится за пределами окружности радиуса β (рис. 39, а). Для определения угла установки отклонителя, который обеспечит необходимое изменение азимутального угла скважины, от оси AB в точке B откладывается угол, равный проектному приращению азимута $\Delta\alpha$. Секущая BD пересекает окружность в точках C и D , которые соединяют с центром O окружности. Полученные углы $AOD = \psi_1$ и $AOC = \psi_2$ являются искомыми углами установки отклонителя, которые обеспечат получение

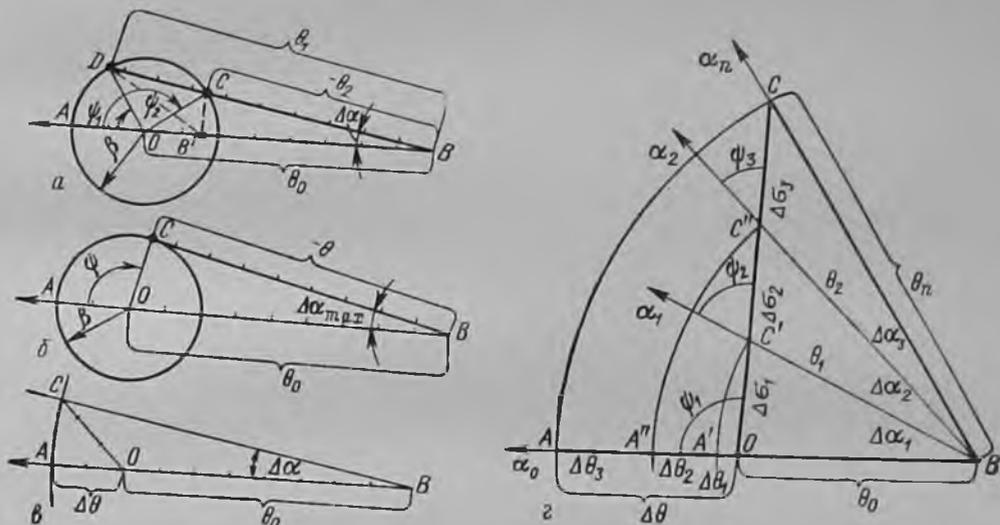


Рис. 39. Графический метод расчета угла установки отклонителя в скважине.

проектного приращения азимутального угла $\Delta\alpha$. Их отличие заключается в том, что одно и то же приращение азимутального угла может быть получено одновременно либо при увеличении зенитного угла скважины при ψ_1 , либо при его снижении при ψ_2 . Изменение величины зенитного угла определяется как разница длин отрезков $BD - BO$ (увеличение зенитного угла — вынолаживание) и $BO - BC$ (сокращение зенитного угла — выкручивание).

Если секущая, проведенная из точки B под углом $\Delta\alpha$, не пересекает окружности, значит данная величина приращения азимутального угла за одну установку отклонителя получена быть не может. Чтобы определить величину максимально возможного приращения азимутального угла при данном зенитном угле скважины, из точки B к окружности проводится касательная BC (рис. 39, б), угол ABC будет этим искомым приращением азимута. Расчет максимальных приращений азимутальных углов, полученных при использовании искусственных отклонителей с разными углами

наклона отклоняющего желоба и при разных зенитных углах скважины, может быть выполнен на основании следующего выражения:

$$\Delta z_{\max} = \arcsin \beta / \theta_0. \quad (17)$$

Графики расунка наглядно показывают, что приращение азимутального угла тем меньше, чем больше величина зенитного угла (т. е. чем больше длина отрезка OB).

Поэтому значительные изменения азимутального направления скважины должны происходить при малых величинах ее зенитных углов. Как показал совместный опыт ВИТР и Норильской ГРЭ по бурению направленных и многоствольных скважин на Октябрьском месторождении, иногда рациональнее снизить зенитный угол скважины (выкрутить), затем вывести ее на проектный азимут, а далее снова увеличить зенитный угол (выположить).

2. Зенитный угол θ_0 меньше угла наклона желоба отклонителя. В этом случае точка B находится внутри окружности радиуса β . В зависимости от угла установки отклонителя изменение азимутального направления скважины будет также сопровождаться уменьшением (угол ψ_2) или увеличением (угол ψ_1) зенитного угла.

Графический метод позволяет определять также суммарное искривление скважины ниже интервала постановки отклонителя (рис. 39, а). Для этого на линии BA от точки B откладывают в принятом масштабе величину зенитного угла скважины до постановки отклонителя, т. е. отрезок BO , а затем приращение зенитного угла $\Delta\theta$, полученного после постановки отклонителя, т. е. отрезок OA . Далее радиусом BA проводят дугу, отсекающую отрезок прямой (она проводится под углом Δz — приращение азимута) в точке C , которая соединяется с точкой O . Отрезок OC в принятом масштабе будет соответствовать суммарному углу $\Delta\sigma$ искривления скважины, полученному в результате постановки отклонителя.

Возможность с помощью графического метода определять полное искривление скважины на интервале постановки искусственного отклонителя позволяет применять этот метод также для расчета всех исходных параметров искривления скважины отклоняющими снарядами, в том числе непрерывного действия. В тех случаях, когда проведение направленных и многоствольных скважин в заданные пункты разведочной сети должно быть осуществлено в результате многократных последовательных постановок снарядов, изложенным выше способом следует определить необходимое полное искривление по каждой скважине на интервале ее искусственного искривления, т. е. $\Delta\sigma_n$. Для этого на прямой BA от точки B откладывается в принятом масштабе величина начального зенитного угла θ_0 (отрезок BO , рис. 39, г). Затем из точки B откладывается проектное приращение азимута ($\alpha_n - \alpha_0$) и проводится прямая, на которой в том же масштабе откладывается величина проектного зенитного угла θ_n . Линия OC изобразит величину

полного искривления скважины, которая должна быть получена для проведения ствола строго по проектному профилю.

Для определения необходимого числа циклов искривления снарядом величину полного набора кривизны делят на среднюю величину полного искривления цикла снаряда $\Delta\sigma_i$, т. е. $n = \Delta\sigma_n : \Delta\sigma_i$. Как известно, при выколаживании скважины их азимутальные искривления следует производить при меньших зенитных углах, поэтому в первых циклах приращения $\Delta\alpha_i$ следует принимать большими. Величины приращений зенитных углов при каждом цикле показаны на прямой BA (отрезки OA' , $A'A''$, $A''A$).

Углы установки снарядов, обеспечивающие проектный полный набор кривизны в каждом цикле по расчетным зенитным и азимутальным углам, равны ψ_1, ψ_2, ψ_3 .

Таким образом этот метод весьма прост, позволяет заранее рассчитать все контрольные параметры цикла искривления и при небольших наборах кривизны в цикле (примерно до 5—7) обладает удовлетворительной точностью.

АППАРАТУРА ДЛЯ ОРИЕНТАЦИИ ИСКУССТВЕННЫХ ОТКЛОНИТЕЛЕЙ В СКВАЖИНАХ

Аппаратура, используемая для косвенного метода ориентации искусственных отклонителей в скважине, может быть разделена на две группы:

- 1) прибор-датчик сигнала ориентации входит в состав бурового снаряда в течение всего периода забуривания пилот-скважины;
- 2) прибор-датчик сигнала ориентации опускается внутрь буровой колонны для посадки в специальный переходник только на период ориентации отклонителя, а затем извлекается на поверхность.

К аппаратуре первой группы относятся одноконтактные сигнализаторы нескольких модификаций (партии новой техники Уральского геологического управления, треста Артемгеология и др.), трехпозиционный сигнализатор СТ-4М (ИМП), ориентирующее устройство ОУ-1 (КазИМС), штыревой ориентатор клиншев ШОК-1, электрический сигнализатор СЭОКЛ-73 (п 57) (Уральского геологического управления), механический ориентатор ОМ-57М (Южно-Казахстанского геологического управления) и др.

К аппаратуре второй группы относятся ориентирующая аппаратура «Курс» (ВИТР), штыревой апсидоскоп АШ-3 (Восточно-Казахстанского геологического управления), извлекаемый забойный датчик ИЗД-18, УШО-1 (КазИМС), извлекаемый ориентатор «Луч» (ВИТР).

Одноконтактные сигнализаторы имеют близкое конструктивное устройство и состоят из датчика сигналов, входящего в состав бурового снаряда, одноканального токопровода с контактным штырем и поверхностного пульта с указателем,

по которому устанавливается момент ориентации отклонителя. Датчик сигналов состоит из герметически закрытого корпуса, в котором помещен диск из диэлектрического материала с смонтированным в него радиальным контактом. По диску внутри корпуса свободно перекатывается металлический шарик, который в наклонной скважине в момент установки контакта в нижнее положение соединяет его с корпусом датчика и замыкает электрическую цепь. Сигнал ориентации через игольчатый вывод-контакт из корпуса датчика и контактный штырь, посаженный в период ориентации на игольчатый вывод, передается на поверхностный пульт. В пульте для фиксации момента ориентации отклонителя чаще всего используется малый мост сопротивлений Уитстона (ММВ), момент определяется по отклонению стрелки от нулевого положения. В других конструкциях вместо шарика иногда используется капля ртути, а на поверхностном пульте в момент ориентации отклонителя зажигается электрическая лампочка.

В сильно искривленных скважинах и особенно на больших глубинах происходит значительное закручивание колонны бурильных труб. Поэтому вращение колонны вручную в период ориентации отклонителя при одновременном расхаживании ее для предотвращения закручивания происходит скачками. После каждого скачка шарик скатывается с контакта забойного датчика и положение отклонителя в скважине оказывается неизвестным, что вызывает необходимость последующего поворота колонны для поиска контакта и соответственно сопровождается большими потерями времени.

Трехпозиционный сигнализатор СТ-1М конструкции ИМР, разработанный по предложению Ю. Д. Бугакова, позволяет получать на поверхностном пульте сигнал о трех положениях датчика (и жестко связанного с ним отклонителя) в скважине. Это упрощает процесс и повышает надежность ориентирования отклонителей, что имеет особое значение при искусственном искривлении скважины на больших глубинах.

Сигнализатор СТ-1М состоит из тех же основных частей, что и одноконтатные сигнализаторы, т. е. из забойного прибора-датчика, поверхностного пульта и одноканального токопровода — контактного стержня, при помощи которого осуществляется электрическая связь забойного датчика с поверхностным пультом (рис. 40).

Забойный прибор-датчик (рис. 40, а) представляет собой цилиндрический, герметично закрытый корпус 1, в котором помещен конусный диск из диэлектрического материала [14]. На поверхности диска смонтированы три изолированных друг от друга металлических контакта: дисковые 2 и 8 (широкие) и радиальный 3 (узкий). Внутри корпуса по диску свободно перекатывается металлический шарик 5. В наклонной скважине шарик 5 при вращении диска и спаряда перекатывается по наклонной поверхности и замыкает с корпусом 1 дисковые контакты 2 и 8 и радиаль-

ный 3. Электрическим выводом из прибора-датчика служит центральный игольчатый контакт 6, который при посадке на него контактного стержня 9 соединяется через него с поверхностным пультом управления (рис. 40, б).

Контакты 2 и 8 соединены с центральным контактом 6 через диоды 4 и 7, а радиальный 3 — непосредственно. Внутренняя полость прибора-датчика заполнена трансформаторным маслом, что предохраняет контактные поверхности от коррозии, частично снижает ударные нагрузки шарика о контакты при вращении датчика в процессе бурения, а также предотвращает свободные перекатывания шарика по контактам при малейших толчках при ориентации и обеспечивает его более устойчивое положение.

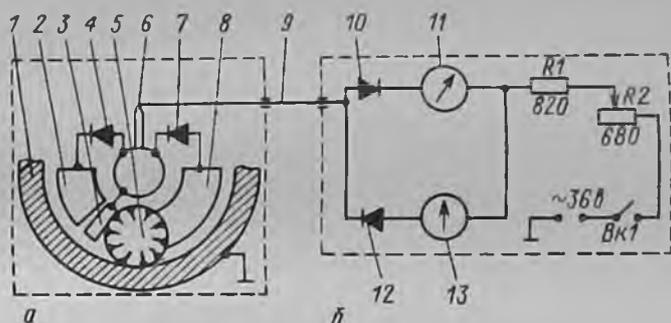


Рис. 40. Кинематическая схема работы трехпозиционного сигнализатора СТ-1М конструкции ИМР (по И. Данильченко).

В поверхностном пульте размещены два миллиамперметра 11 и 13, соединяющиеся с центральным контактом (через контактный стержень) забойного прибора-датчика двумя противоположно ориентированными днодами 10 и 12. Контактный стержень опускается внутрь бурильных труб на проводе в хлорвиниловой изоляции марки ПРС или ПВР-0,5.

Методика ориентирования отклонителя прибором СТ-1М заключается в следующем. На поверхности отклонитель ориентируется таким образом, чтобы его положение соответствовало углу установки по отношению к радиальному контакту СТ-1М. Снаряд опускается на забой скважины (на расстояние 0,5—1,0 м над ним) и внутрь бурильной колонны опускается контактный стержень для его посадки на игольчатый выход центрального контакта. Клемма «земля» на поверхностном пульте соединяется с бурильными трубами, которые служат вторым проводом электрической цепи.

При разомкнутой цепи стрелки обоих миллиамперметров нуля находятся в нулевом положении. При включении цепи стрелка одного из миллиамперметров отклонится от нулевого положения, так как шарик в датчике всегда находится на каком-либо из контактов. Например, он замыкает контакт 8 с корпусом 1; тогда электрической цепью будут соединены одинаково ориентированные

диоды 7 и 10, что вызовет отклонение стрелки миллиамперметра 11 (стрелка миллиамперметра 13 отклоняться не будет, так как диод 12 ориентирован противоположно диоду 7). При вращении колонны с датчиком в скважине в направлении движения часовой стрелки шарик перекатится и замкнет контакт 2; ток пойдет через диоды 4 и 12 и отклонится стрелка миллиамперметра 13 (стрелка миллиамперметра 11 останется в нулевом положении). Это позволяет установить положение радиального контакта в скважине (справа от апсидальной плоскости, т. е. при дальнейшем вращении колонны радиальный контакт займет нижнее положение). Колонна расхаживанием на интервале 1—0,5 м освобождается от закручивания и одновременно при ее медленном вращении радиальный контакт датчика перемещается в нижнее положение так, чтобы шарик остановился на этом контакте. В этот момент оба забойных диода 4 и 7 отключаются, электрический ток идет непосредственно через диоды 10 и 12 и стрелки обоих миллиамперметров 11 и 13 отклоняются от нулевого положения, и, следовательно, искусственный отклонитель занял в скважине проектное положение.

Таким образом, сигнализатор СТ-1М — простое и эффективное устройство для ориентации отклонителей в скважинах. Его недостатком является то, что он постоянно находится в составе бурового снаряда и интенсивно изнашивается, а главное, может использоваться лишь в скважинах \varnothing 76 мм и более.

Извлекаемый забойный датчик (ИЗД-18) Ю. Т. Морозова разработан для ориентации отклонителей в скважинах \varnothing 76 и 59 мм. В нем сохраняется изложенный принцип работы прибора — датчика СТ-1М, но диаметр сокращен до 18 мм. Датчик был успешно испытан в 1964 г. при проходке глубокой направленной скважины на Западно-Каражалском месторождении в Центральной Казахстане.

В корпус 1 датчика (рис. 41) помещен тонкостенный изолирующий стакан 2 (верхний) из диэлектрического материала, изолирующий диск-крышка 5 и изолирующий стакан 6 (нижний). На боковых поверхностях нижнего стакана смонтированы металлические контакты: узкий центральный 9 и широкие боковые 10 и 7. Контакты 10 и 7 через противоположно ориентированные диоды 3 и 4, а центральный контакт 9 прямо соединены с изолированным проводом, на котором датчик опускается внутрь бурильной колонны и соединяется с поверхностным пультом сигнализатора СТ-1М. Внутри нижнего стакана 6 расположен металлический шарик 8, диаметр которого лишь на 3 мм меньше внутреннего диаметра стакана. Такое конструктивное решение позволяет использовать шарик в датчике \varnothing 18 мм, аналогичный шарик в датчике СТ-1М \varnothing 57 мм. Шарик перекачивается по нижнему отшлифованному контактному диску 11, который опирается непосредственно на корпус 1. В нижней части датчик имеет фиксатор-ловитель для его посадки на ориентирующий переходник, расположенный в нижней части колонны бурильных труб над отклонителем.

Методика ориентирования отклонителя в скважине при использовании этого датчика аналогична методике применения трехпозиционного сигнализатора СТ-1М.

Ориентирующее устройство ОУ-1 конструкции КазИМС представляет собой погружной ориентатор, входящий в состав бурового снаряда. Его можно использовать для ориентирования искусственных отклонителей в скважинах $\varnothing 93$ мм и более. Описание его конструктивного устройства проводилось неоднократно, поэтому широко известно.

Его усовершенствованная модель УШО-1 имеет близкое конструктивное устройство (чувствительный датчик также выполнен в виде эксцентрично подвешенного отвеса), но является извлекаемым ориентатором с наружным диаметром 18 мм. Ориентирование отклонителей этим ориентатором, так же как и при использовании ОУ-1, происходит в поисках отметки, называемой «короткий нуль (КН)», которая фиксирует положение, когда пулевой отсчет прибора находится в нижнем положении, т. е. в апсидальной плоскости скважины.

Штыревой ориентатор клипьев ШОК-1 разработан Ю. М. Тетериным и получил широкое распространение благодаря своей простоте в изготовлении и в эксплуатации. Он состоит из колонковой трубы длиной до 4,0—4,5 м, на которую наверху накруты верхний и нижний переходники. На нижний переходник приварено кольцо с шестью отверстиями для прохода жидкости и центральным резьбовым отверстием, в которое вворачивается стержень, несущий в верхней части пяту с прямоугольным вырезом.

Применение устройства основано на использовании принципа отвеса: опущенный внутри буровой колонны в корпус ШОК на тонком тросике или проводе металлический стержень располагается в апсидальной плоскости скважины в нижней части корпуса. В наклонной скважине этот стержень сможет попасть в прямоугольный вырез пяты только в том случае, когда вырез окажется

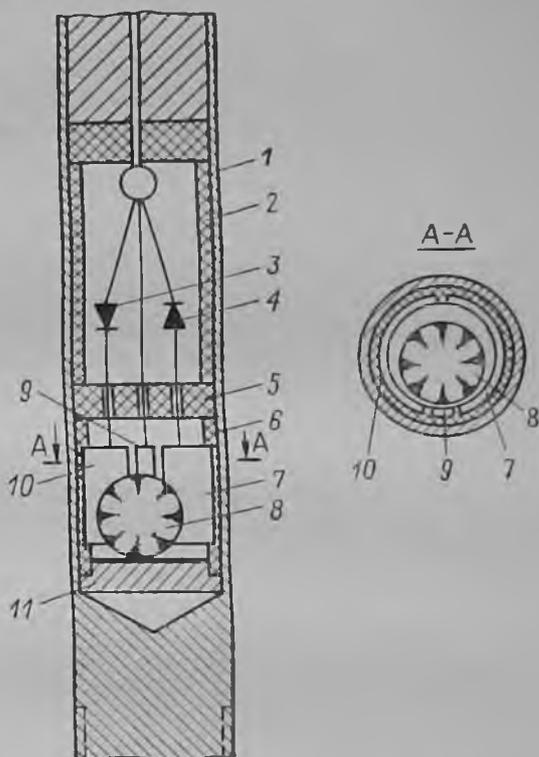


Рис. 41. Кинематическая схема извлекаемого забойного датчика ИЗД-18.

в нижнем положении. Это положение и ориентация отклонителя производится при одновременном вращении (с расхаживанием снаряда) колонны бурильных труб и периодическими подъемами и спусками стержня до момента его прохождения в прямоугольный вырез пяты. Представляют интерес усовершенствованные модели этого устройства, выполненные в ряде партий новой техники.

Механический ориентатор ОМ-57М Южно-Казахстанского геологического управления позволяет увеличить предельную глубину его применения по сравнению с ШОК-1. Это достигается тем, что стержень, вворачиваемый в кольцо нижнего переходника, изготавливается полым (рис. 42), что позволило увеличить диаметр штыря до 16—18 мм и его массу в 1,5—2,0 раза.

Электрический сигнализатор СЭОКЛ конструкции УрТГУ разработан по предложению Н. С. Левченко и является более усовершенствованным устройством по сравнению с ШОК-1. В нем принцип механического ориентатора — отвеса типа ШОК — основан на передаче на поверхность электрического сигнала при совмещении отклонителя с его проектным положением. Сигнал передается с помощью контактной иглы, помещенной на верхнем торце кольца (поворотного фланца) нижнего переходника. Боковая поверхность поворотного фланца имеет градуировку, а его закрепление на переходнике в заданном положении по отношению к отклонителю (в соответствии с углом установки) осуществляется гайкой.

Контактный стержень ориентатора подобен стержню трехпозиционного сигнализатора СТ-1М, т. е. имеет такой же стальной цилиндрический корпус. Внутри корпуса закреплен конец изолированного провода, на котором стержень опускают в скважину. Провод в нижней части соединен с изолированным от корпуса контактом, который расположен от нижнего конца корпуса на расстоянии 20—25 мм.

Методика работы с ориентатором заключается в том, что при одновременном вращении бурильной колонны и периодическом подъеме и спуске контактного стержня он совмещается с контактной иглой и в момент их контакта замыкается электрическая цепь, а на поверхностном пульте включаются электрическая лампочка, звонок или измерительный прибор.

Ориентирующая аппаратура «Курс» отличается от всех сигнализаторов тем, что при ее применении положение отклонителя относительно апсидальной плоскости скважины определяется непосредственно в градусах и его установка осуществляется не на основе случайного поиска нулевой отметки датчика, а в результате поворота колонны на известный (и постоянно контролируемый) угол. Кроме того, такая конструкция ориентатора позволяет после раскрепления отклонителя в скважине проверить его положение и установить величину угла в случае, когда

произошел поворот отклонителя (при большом повороте отклонитель должен быть извлечен и его ориентация повторена). Применение аппаратуры «Курс» особенно рационально при использовании исклиновых снарядов направленного бурения, так как позволяет определять положение снаряда в начале и конце цикла искусственного искривления скважины и устанавливать величину его поворота за цикл.

Аппаратура «Курс» состоит из двух частей: скважинной и наземной. В со-

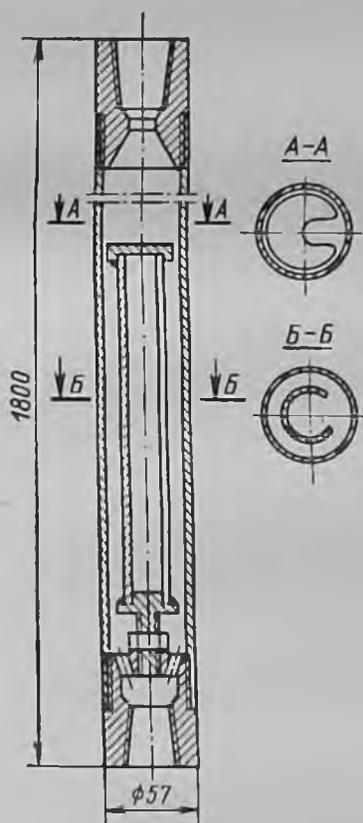


Рис. 42. Механический ориентатор ОМ-57М конструкции ЮКГУ (по М. Долгих и другим).

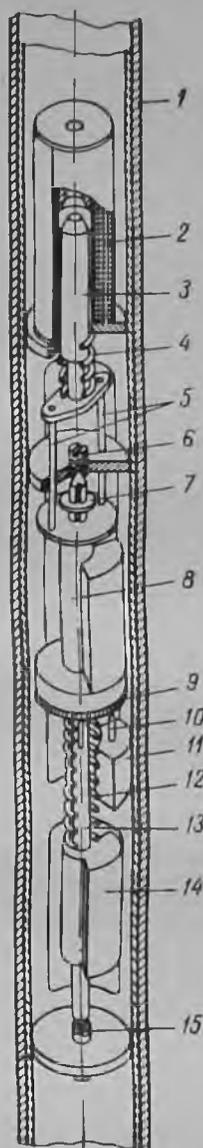


Рис. 43. Кинематическая схема скважинного прибора-датчика «Курс».

став скважинной входят скважинный прибор-датчик $\varnothing 18$ мм (опускается внутрь колонны бурильных труб только на период ориентации отклонителя) и ориентирующий переходник (входит в состав бурового снаряда и монтируется над искусственным

отклонителем). В состав наземной части входят пульт управления, лебедка, направляющий ролик с указателем глубины, приспособление для эталонирования прибора-датчика. Прибор-датчик спускается внутри колонны на проводе в хлорвиниловой изоляции типа ГИС МГО $\varnothing 5,5$ мм.

Аппаратура «Курс» обладает наиболее высокой точностью ориентации: при зенитных углах $3-8^\circ$ — до $\pm 8^\circ$, при зенитных углах свыше 8° — до $\pm 5^\circ$; надежная работа прибора обеспечивается в диапазоне зенитных углов скважины от 3 до 90° и до глубины 2000 м.

Скважинный прибор-датчик (рис. 43) заключен в цилиндрический корпус 1, на верхнюю часть которого наворачивается кабельная головка, а на нижнюю — фиксатор-ловитель. В гильзе датчика закреплены опоры с агатовыми подпятниками 6 и 15. В них установлена несущая ось 13 с жестко закрепленным на ней эксцентричным грузом 14 и надет реохорд 9 с корпусом 8 и малым эксцентричным грузом. Корпус 8 на несущей оси удерживается пружиной 12 и шпонкой, расположенной внутри корпуса и входящей в паз на оси. Таким образом, корпус реохорда может иметь только продольное перемещение по несущей оси. Ниже реохорда в гильзе датчика неподвижно закреплена в щеткодержателе 11 подпружиненная щетка 10, укрепленная в гильзе параллельно нулевой отметке на кабельной головке. На верхнем конце несущей оси закреплен ограничитель 7 продольного перемещения корпуса реохорда.

Принцип действия измерительного элемента прибора-датчика заключается в изменении омического сопротивления реохорда 9. Его нулевое положение постоянно устанавливается под действием эксцентричного груза в апсидальной плоскости скважины, замыкающегося со щеткой 10, угловое положение которой изменяется, так как она жестко связана с корпусом ориентатора. В наклонной скважине в зависимости от положения корпуса (фиксатора-ловителя) ориентатора щетка замыкает различные длины измерительного реохорда.

Арретиром является электромагнит 2; его сердечник 3 фиксирует корпус реохорда 9 при помощи возвратной пружины 4 и штоков 5. Назначение электромагнита заключается в том, что при его включении в цепь сердечник 3 со штоками 5 сжимает возвратную пружину и втягивается внутрь катушки, что приводит к подъему штоков и освобождению корпуса реохорда. Последний усилием поддерживающей пружины 12 перемещается вверх до ограничителя и одновременно под действием эксцентричных грузов в наклонной скважине устанавливается так, что нулевое положение реохорда совпадает с апсидальной плоскостью скважины. При отключении электромагнита от электрической цепи его сердечник под действием возвратной пружины возвращается в исходное положение. При этом штоки упираются в корпус реохорда, поддерживающая пружина 12 сжимается, и корпус перемещается вниз по оси 13 до тех пор, пока реохорд 9 не замкнется со щеткой 10.

после чего на поверхностном пульте определяется положение отклонителя в скважине.

Простой способ ориентации искусственных отклонителей в глубоких разведочных скважинах района Печенги (Кольский полуостров) на участках их стволов, близких к вертикали (зенитные углы менее 3°), предложен О. И. Шерстюком. После проведения инклинометрических измерений скважины в ней устанавливается интервал, зенитный угол которого превышает $3-4^\circ$.

Отклонитель опускают на установленный интервал и ориентируют в проектном направлении при помощи механического ориентатора ШОК (глубина до 600—700 м), установленного над отклонителем. Затем на поверхности в состав бурильной колонны включается второй ориентатор ШОК, проходное отверстие пяты которого устанавливается по метке первого нижнего ШОК в проектном положении по отношению к отклонителю. Колонну бурильных труб с отклонителем спускают на забой вертикального участка скважины (можно до глубины 1200—1300 м), производят ориентацию отклонителя верхним ШОК и отклонитель раскрепляют в проектном направлении.

Аналогичным образом можно использовать сигнализирующую аппаратуру «Курс», УШО, ИЗД-18 и другие ориентаторы извлекаемого типа, устанавливая в колонне бурильных труб последовательно два ориентирующих переходника: первый — над отклонителем, второй — на интервале, где зенитный угол скважины должен превышать $3-4^\circ$.

Анализ конструкций ориентаторов с точки зрения их простоты, работоспособности и достоверности ориентирования показывает, что наиболее совершенными являются СТ-1М (особенно при условии создания извлекаемого датчика типа ИЗД-18), УШО-1 и «Курс». Механические ориентаторы типа ШОК следует рекомендовать для искусственного искривления на глубинах до 500—700 м в скважинах с зенитными углами в основном до $15-25^\circ$ в случае единичных постановок отклонителей для исправления положения ствола в пространстве, ликвидации аварий, повзгорного сурения и т. п. Для более ответственных работ по бурению направленных и многоствольных скважин предпочтительнее применение названных выше ориентаторов.

Ориентаторы СТ-1М, УШО-1 успешно используются в скважинах глубиной до 800—1000 м; при больших глубинах количество отрицательных постановок и затраты времени на ориентирование увеличиваются из-за закручивания колонны; в связи с этим положение отклонителя в момент ориентации над забоем и при постановке его на забой часто оказывается не однозначным. При ориентировании отклонителей на глубинах 800—1000 м и более, а также при проведении дополнительных стволов бесклиновыми снарядами строго в проектный пункт разведочной сети при многозабойном бурении предпочтительнее применение аппаратуры «Курс» в связи с возможностью после постановки снаряда на забой

повторно проверить его пространственное положение и соответствие проектному направлению, а также установить погрешности в ориентировании.

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА И МЕТОДЫ ОТБОРА ОРИЕНТИРОВАННЫХ КЕРНОВ

Отбор ориентированных кернов совершенно необходим при поисках и разведке некоторых месторождений полезных ископаемых. К ним относятся месторождения, разведка которых осуществляется пространственно-искривленными скважинами малых диаметров с недостаточным выходом керна. Построение геологических разрезов и планов по таким скважинам затруднительно и производится с большими ошибками. Поэтому отбор ориентированных кернов позволяет повысить качество и достоверность геологической документации: установить действительные направления простирания и падения пород, структуру и тектонику месторождения и морфологию рудного тела, направления его выклиниваний, раздувов и т. д. Все это позволяет более обоснованно выбрать рациональную сеть колонок скважин, сократить сроки разведки месторождений, а главное повысить достоверность оценки запасов полезных ископаемых.

Однако на практике эти работы производятся редко и главным образом из-за отсутствия специальных технических средств для отбора ориентированных кернов. Ранее для отбора ориентированных кернов из скважин $\varnothing 93$ мм и более применялся керноскоп К-5, разработанный специалистами Восточно-Казахстанского геологического управления и КазИМС под руководством М. И. Казанцева [48]. Для скважин малых диаметров таких средств вообще не существовало. Между тем ориентирование кернов на забое наклонных скважин малого диаметра с зенитными углами более 3° может быть осуществлено простыми способами, доступными для выполнения в любой геологоразведочной партии [36].

Способ нанесения на выровненный забой скважины отметки специальным долотом. Долото должно иметь крестообразное, угловое или иное характерное расположение твердосплавных резцов в его плоском торце (рис. 44, а). Ориентация такого долота, опускаемого в скважину по колонне бурильных труб, может быть проведена любым из приборов-сигнализаторов, описанных ранее.

После завершения операции ориентирования долото сбрасывают на забой с высоты 0,5—0,7 м, что приводит к образованию на поверхности забоя ориентированной отметки. Сбрасывать долото нужно без вращения бурильной колонны (например, на бурильной трубе закрепляют хомут, который при сбрасывании скользит по двум направляющим трубам). Подобным образом выполнялось ориентирование керна в скважинах Каражальского месторождения (Центральный Казахстан) в аргиллитах и песчанниках VIII—

IX категории по буримости. Полученные на забое отметки были достаточно отчетливыми.

При отборе ориентированных кернов этим способом на один цикл ориентирования затрачивается три спуско-подъемные операции (выравнивание забоя, нанесение ориентированной отметки, выбуривание керна).

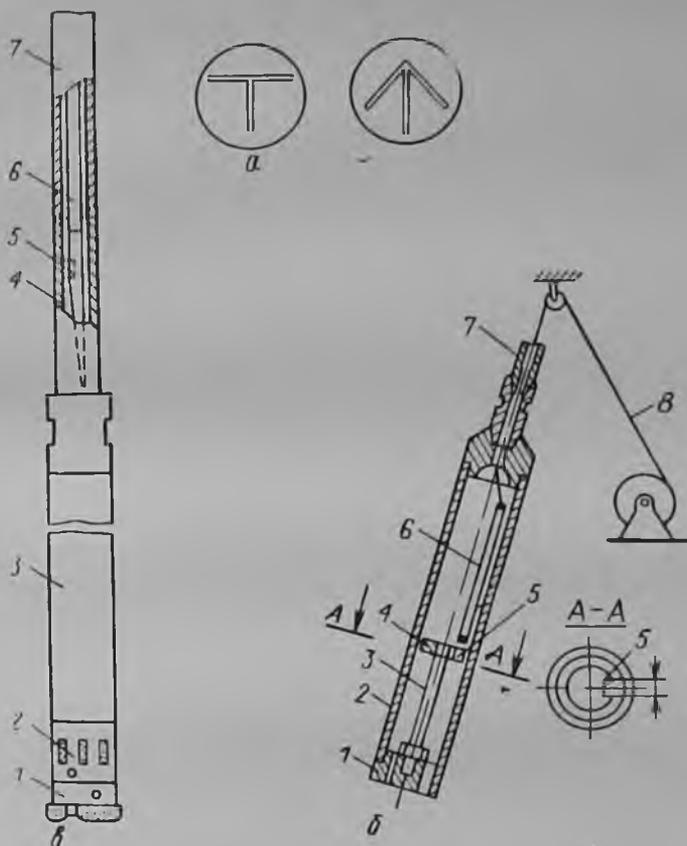


Рис. 44. Схемы приспособлений для ориентирования кернов в скважинах малого диаметра.

a — профиль специального долота; *б* — усовершенствованный ориентатор ШОК; *в* — снаряд для алмазного бурения с ориентирующим переходником для установки сигнализатора «Курс».

Способ нанесения отметки на забое скважины механическим ориентатором. С этой целью конструктивное устройство механического ориентатора типа ШОК (рис. 44, б) изменяют следующим образом. В цилиндрический корпус 2 ориентатора снизу навинчивают плоское долото 1, зачеканенное с торца резцами твердого сплава. Это долото имеет боковой сквозной паз, подобный пазу 5 в пяте 4 для прохода ориентирующего стержня-штыря 6. Пята 4 удерживается стержнем 3, который вворачивают в корпус плоского долота 1 и закрепляют

контргайкой таким образом, чтобы пазы долота и пяты находились на одной оси, параллельной оси прибора.

Ориентирование керна осуществляется следующим образом. Ориентатор на колонне бурильных труб 7 опускают в скважину и ее забой заглаживают плоским долотом. Затем ориентатор поднимают над забоем на расстоянии 20—25 см и выполняют его ориентацию. Для этого легким подергиванием штыря 6 на проводе 8 устанавливают положение пазов пяты и долота на лежащей стенке скважины. После того как положение будет установлено, штырь пройдет сквозь оба пазы на забой скважины. Далее неоднократно ударами штыря (его нижний конец обязательно армируют твердым сплавом) о забой скважины (примерно в течение 10—15 мин) на поверхность забоя наносится отметка, расположенная в апсидальной плоскости и соответствующая нижней точке забоя скважины.

При этом способе точность ориентирования керна составляет примерно $\pm 10^\circ$, наибольшая глубина отбора ориентированных кернов примерно 600—700 м, а затраты времени на один цикл ориентирования — две спуско-подъемные операции (выравнивание забоя и одновременное ориентирование керна, выбуривание керна). Более высокую надежность способа обеспечивает замена долота 1 переходником, на который наворачивают короткий отрезок колонковой трубы, кернорвательный корпус (с рвательным кольцом) и алмазную коронку. В этом случае после бурения на интервале на 0,15—0,25 м компоновка ориентируется в скважине приведенным выше способом, на керн наносится отметка армированным штырем и керн без вращения бурильного снаряда отрывается от забоя и извлекается на поверхность. Совпадение отметки на керне с пазом в нижнем переходнике компоновки будет свидетельствовать о точном отборе ориентированного керна, а процесс его отбора сведется только к одной операции.

При бурении в твердых горных породах (VII—VIII и более высоких категорий по буримости) отбор ориентированных кернов может осуществляться следующими способами.

Способ ориентации керна при использовании ориентирующей аппаратуры «Курс». Для этого собирается компоновка снаряда (рис. 44, а) в составе: алмазная коронка 1, кернорвательное устройство 2, колонковая труба 3 с переходником, далее специальный ориентирующий переходник 4 со шпункой 5, которые служат для установки в заданном положении ловителя сигнализатора «Курс» 6, опускаемого внутри колонны бурильных труб 7 на электрическом проводе. Положение шпопки в ориентирующем переходнике переносится на корпус в месте соединения алмазной коронки и колонковой трубы.

Собранный снаряд опускают на забой без сигнализатора и начинают обычный процесс бурения. После проходки заданной длины рейса снаряд освобождают из зажимов патронов станка для предотвращения возможного закручивания бурильной колонны, а затем снова закрепляют. Далее колонну медленно, без ее вращения,

поднимают до момента схватывания керна кернорвательным кольцом. Затем в скважину опускают сигнализатор «Курс», с помощью которого определяется положение шпонки и, следовательно, столбика керна относительно апсидальной плоскости скважины (непосредственно в градусах). После этого керн без вращения колонны бурильных труб отрывают от забоя. Положение шпонки ориентирующего переходника, и особенно в тех случаях, когда в момент отрыва керна произошел поворот колонны бурильных труб, следует проверить. Для этого снова проводят измерение сигнализатором «Курс» и по разнице его показаний определяют величину и направление поворота колонны. Если эта величина превышает 10° , то ориентацию следует считать неудачной. В этом случае сигнализатор извлекают, бурение скважины продолжают на интервале $0,2-0,3$ м и затем операцию ориентирования керна повторяют. После того как операция выполнена, буровой снаряд извлекают на поверхность, отметку положения шпонки переносят на керн и керн извлекают из кернорвательного устройства.

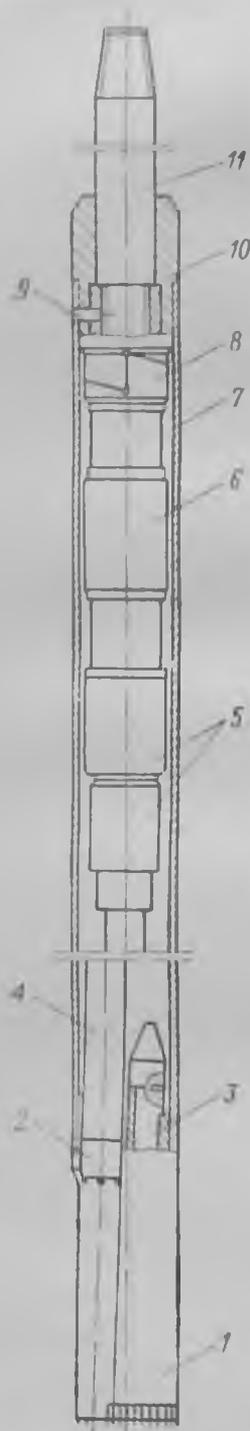
При использовании этого способа точность ориентирования керна равна точности серийных инклинометров, при этом дополнительные работы и затраты времени незначительны.

Наиболее достоверные результаты могут быть получены при совмещении данного метода с одновременной ориентированной постановкой клинового отклоняющего снаряда СО-73 или СО-57 конструкции ВИТР или любой иной конструкции. После ориентации и раскрепления отклонителя в скважине отбурку пилот-скважины проводят на интервале $0,2-0,3$ м ниже желоба снаряда, затем керн в колонковой трубе снаряда ориентируют указанным выше способом и извлекают вместе со снарядом. При этом для ориентации отклонителя можно использовать ориентатор любой из перечисленных ранее конструкций. Следующим рейсом ориентированный фигурный керн на забое скважины обычным колонковым набором выбуривается и извлекается на поверхность. Таким образом, это позволяет получить по одному интервалу ствола скважины два параллельных куска ориентированного керна. Ориентация полученного скоса на фигурном керне будет дублировать ориентацию извлеченного круглого ориентированного керна меньшего диаметра. При их совпадении обеспечивается высокая надежность результатов ориентирования. Пространственное положение горных пород по извлеченному керну определяют по полученному отсчету сигнализатора «Курс» и известному пространственному положению скважины.

Два последних способа были применены для отбора ориентированных кернов из скважины Хибиногорской партии Северо-Западного геологического управления и показали хорошую надежность и стабильность результатов при незначительных затратах времени.

Способ ориентирования керна керноскопом КО разработан по предложению А. А. Бодрых партией новой техники Уральского геологического управления [2]. По

конструктивному устройству КО представляет собой извлекаемый клин с отбуркой пилот-скважины уменьшенного диаметра и состоит из корпуса отклонителя и отбурочного снаряда с шарпиром (рис. 45).



На нижнюю часть корпуса отклонителя 7 навинчена специальная твердосплавная коронка 1 с удлиненным корпусом, а на верхнюю — зубчатый переходник 10 с отверстием для срезного штифта 9, который жестко соединяет между собой отклонитель и отбурочный снаряд. В корпусе специальной коронки имеется полость, в нее вставляют ориентирующий стержень 3 и заливают водный раствор медного купороса; по отпечатку уровня раствора медного купороса на стержне определяют пространственное положение керноскопа в скважине (положение апсидальной плоскости).

Отбурочный снаряд состоит из твердосплавной коронки 2 малого диаметра, трубы 4, шарпирного переходника 5 с центратором 6, зубчатой муфты 8 и бурильной трубы 11, соединяющейся с колонной бурильных труб.

Методика нанесения ориентирующей отметки на забой скважины заключается в следующем. После сборки и спуска керноскопа КО на забой скважины специальной коронкой 1 проводится его выравнивание. Передача вращения от колонны бурильных труб отклонителю обеспечивается в результате зацепления зубчатого переходника 10 корпуса отклонителя о зубчатую муфту 8 отбурочного снаряда, а осевая нагрузка от колонны бурильных труб передается через штифт 9 на корпус отклонителя (осевая нагрузка при этом должна быть меньше усилия, необходимого для срезания штифта).

После выравнивания забоя штифт 9 срезается и коронкой 2 отбуривается пилот-скважина длиной от 20—40 мм для пород XI—XII категорий по буримости до 100—150 мм для пород V—VII категорий (диаметр коронки 17 мм для КО-57 и 27 мм для КО-73). Далее керноскоп в течение необходимого времени выдерживают в положении бурения им пилот-скважины для фиксации отпечатка на ориенти-

Рис. 45. Устройство для ориентации кернов — керноскоп КО Уральского геологического управления.

рующем стержне. По этому отпечатку после извлечения керноскопа из скважины определяют положение ее апсидальной плоскости и ориентацию керна. Выбуривание ориентированного керна проводят следующим рейсом обычным колонковым набором.

В то же время ориентация керноскопа может производиться любым существующим ориентатором, а вмонтирование в керноскоп прибора с медным купоросом вызывает необходимость бурения пилот-скважины коронкой значительно уменьшенного диаметра, что на больших глубинах сопряжено с поломками отбурочного снаряда. Керноскопы КО-73 и КО-57 широко внедрены в практику геологоразведочных работ Уральского и некоторых других геологических управлений. Средние затраты времени (по данным К. М. Кичигина) на нанесение ориентированной метки на глубине 300 м составили 2,3, на глубине 500 м — 3,7 ч.

В зарубежной практике бурения скважины малого диаметра отбору ориентированных кернов уделяется достаточно большое внимание. Однако применяемые для этого методы и аппаратура недостаточно совершенны и характеризуются невысокой надежностью. Наиболее распространенными методами в настоящее время являются следующие.

Общий метод. Разделяется на 2 варианта в зависимости от магнитности горных пород. В немагнитных породах на забое скважины выбуривается пенек керна длиной 6—8 дюймов. Следующим рейсом в скважину опускается труба, внутри которой в нижней части находится подпружиненная пластинка-резец. Труба опускается в скважину и во время ее посадки на пенек керна резец наносит на керн продольную царапину. В верхней части трубы имеется контейнер для кислотного стаканчика, нулевая отметка которого находится на одной оси с резцом. Над трубой на расстоянии 5 футов в алюминиевой трубе помещается компас для определения направления нулевой отметки. Подъем керна с царапиной осуществляется без вращения бурильной колонны. В магнитных породах ориентирование осуществляется аналогичным образом, но компас не используется. При этом делается допущение, что азимут в скважине в точке отбора керна равен азимуту у устья скважины, либо он предварительно определяется гироскопическим инклинометром.

Автоматический ориентатор керна системы «Крелиус» разработан Э. Рокстрёмом (Швеция). Он представляет собой цилиндрический корпус, помещаемый внутрь колонковой трубы. Из корпуса выступает ряд стержней и нажимной шток-вал. Когда снаряд устанавливается на забое скважины, стержни упираются в его неровную поверхность и как бы образуют многоточечный слепок поверхности. По мере перемещения ориентатора к забою нажимной шток поднимается настолько, что внутри корпуса срезаются стопорные шпильки, освобождается спиральная пружина, давление которой передается на специальные запирающие клинья (они расположены в корпусе

ориентатора радиально и удерживаются в наружном положении замыкающим цилиндром). Вал штока продолжает движение назад и по мере этого замыкающий цилиндр перемещается вдоль оси корпуса ориентатора внутрь его до тех пор, пока не будет прижат к корпусу. В верхней части цилиндра имеется мягкое кольцо, а в нижней — диск из закаленного металла, по которому свободно перемещается стальной шарик. При сближении цилиндра с корпусом шарик вдавливается в мягкое кольцо. Одновременно с получением отпечатка шарика на кольце запирающие клинья освобождаются и вдавливаются внутрь. Спиральная пружина разжимается и, опираясь через шток о забой, заталкивает ориентатор в колонковую трубу. После этого начинается процесс бурения, который продолжается до тех пор, пока в колонковой трубе остается место для ориентатора.

При извлечении керна и ориентатора из колонковой трубы восстанавливается положение ориентатора, которое он занимал в скважине по отношению к верхнему сколу керна, по длине выступающих из цилиндра стержней. Далее по отпечатку шарика на мягком кольце устанавливаются положение вертикальной плоскости, проходившей через ось скважины, и нижняя точка керна, т. е. его ориентация. Данный метод ориентирования керна высокой достоверностью результатов не обладает.

Методы изучения пространственного положения горных пород по ориентированному керну. Ориентированные керны позволяют установить все основные структурные элементы пространственного положения горных пород (азимут и угол падения контактов рудных тел, слоев пород, сланцеватости, гнейсовидности, трахитоидности, трещиноватости и т. п.), необходимых для всех последующих геологических построений.

Существует три метода определения всех указанных элементов горных пород: аналитический, графический и прямой визуальный. В зарубежной практике чаще применяется первый метод, однако аналитические вычисления сложны, громоздки и часто сопровождаются ошибками. В СССР распространен наиболее простой и наглядный прямой метод визуального отсчета элементов залегания горных пород при использовании угломерных приборов. Такими приборами являются кернометр КР-2 Восточно-Казахстанского геологического управления и кернометр ПТ-1 Уральского геологического управления.

Кернометр КР-2 — стационарный угломерный прибор с тремя независимыми угломерными лимбами и пятью градусными шкалами, позволяющими воспроизводить пространственную ориентацию образца керна, которое он занимал в монолите горных пород в стволе скважины. Подробное описание кернометра приводилось ранее [48].

В кернометре ПТ-1 весьма рационально используется серийный теодолит, у которого оптическая труба заменена специальным кер-

нодержателем [2], и поэтому легче организовать их серийный выпуск. Кернодержатель состоит из корпуса с противовесом, оправки и стакана, в котором помещается исследуемый образец керна. На стакане, изготавливаемом из прозрачного материала, имеется риска, которая совмещается с отметкой апсидальной плоскости на керне. В комплекте имеются 4 стакана разных диаметров, что позволяет применять кернометр при использовании керноскопов разных диаметров. Противовес предназначен для уравновешивания кернодержателя с закрепленным в нем керном при его исследовании под разными углами к горизонтали.

В комплект входит также замерочная пластина, которая имеет в центральной части дугообразный вырез, в который помещается образец керна. Пластина закрепляется на образце керна специальными плашками под углом, параллельно напластованию пород или другому исследуемому элементу керна. На пластине также имеется установочная риска. Отметка апсидальной плоскости на керне переносится с помощью специальных кольцевых палеток, которые имеют внутреннее отверстие, равное наружному диаметру изучаемого образца керна. Палетка надевается на керн таким образом, чтобы внутренний выступ в отверстии палетки совпадал с выемкой в керне от пилот-скважины, и в этом случае нулевая отметка палетки сразу указывает положение апсидальной плоскости на керне (оно отмечается цветной линией).

Элементы залегания горных пород на керне измеряют с помощью кернометра ПТ-1 и горного компаса в такой последовательности:

— кернометр по его уровням устанавливают в горизонтальном положении;

— поворотом горизонтального круга кернометра (кернодержатель должен находиться в горизонтальном положении, к нему приложен компас длинной стороной) азимут скважины на лимбе компаса совмещают с северным концом магнитной стрелки;

— поворотом кернодержателя (компас длинной стороной приложен к верхней риске стакана) деление шкалы угломера совмещают со значением зенитного угла скважины в точке отбора керна. В этом случае керн получает пространственную ориентацию, которую он занимал в скважине в монолите горных пород;

— на керне параллельно плоскости измеряемого элемента устанавливают замерочную пластину и с ее помощью горным компасом измеряют азимут и угол падения исследуемого элемента образца керна.

Приведенное устройство кернометра ПТ-1 конструкции УрТГУ и методика исследования ориентированных кернов свидетельствуют о простоте и удобстве выполнения всех операций при его применении, и поэтому этот прибор должен широко применяться при проведении кернометрических работ.

МЕТОДИКА И ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

В Советском Союзе для поисков и разведки месторождений полезных ископаемых в породах VI—XII категорий по буримости ежегодно проходится более 9 млн. м скважин глубиной от 300 до 2500 м и более, из них около половины имеют диаметр 76 мм и меньше. Бурение скважин указанных глубин на многих месторождениях страны сопровождается их значительными искривлениями, закономерности и интенсивность которых были показаны в гл. 2. Естественно, что для сохранения проектной плотности разведочной сети при разведке месторождений все скважины должны быть пробурены строго в заданные пункты этой сети, т. е. каждая скважина должна быть направленной и пробурена с такой точностью, чтобы отклонение ствола от заданного пункта или проектного профиля не превышало определенной допустимой величины.

Таким образом, бурение скважин в соответствии с проектным профилем — одно из главных требований при разведке месторождений буровыми работами. Из всех возможных методов расчета профилей направленных скважин наиболее рациональным является метод «типовых профилей», который позволяет разбуривать скважины с максимальной производительностью и минимальным применением искусственных отклонителей, так как профили рассчитываются на основании средних значений интенсивности естественного искривления ранее пройденных скважин при установленной на данном месторождении технологии их бурения. Вместе с тем не следует считать, что разбуривание всех последующих скважин будет осуществляться в точном соответствии с типовым профилем.

В действительности даже при сохранении исходных геологических условий бурения скважины на каждом месторождении имеют большее и меньшее отклонение от профиля. Это опре-

деляется теми изменениями в интенсивности зенитного и азимутального искривления скважин, которые были показаны в гл. 2 и происходят в зависимости от изменения физико-механических и структурных свойств горных пород и технологии бурения, т. е. определяются рядом независимых факторов и поэтому носят вероятностный характер. Вместе с тем это позволяет, применяя методы математической статистики, производить оценку вероятности проведения скважин по проектному профилю и определять возможную величину их отклонения от профиля. Это в свою очередь позволяет установить необходимость применения, возможное количество и интервалы постановок искусственных отклонителей для проведения скважины по проектному профилю, а следовательно, оценить правильность его расчета и объем дополнительных работ с целью обеспечения максимальной производительности при бурении каждой скважины.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПРОФИЛЕЙ СКВАЖИН

Построение проектных профилей направленных скважин осуществляется в основном следующими способами:

1) произвольное построение проектного профиля без предварительного расчета его элементов. Обычно бурение скважин по таким профилям сопровождается непредусмотренным искривлением их стволов, что приводит к значительным дополнительным работам по скважине для ее исправления и проведения в заданный пункт разведочной сети;

2) вертикальное заложение и вертикальность проведения скважины на всей длине ее ствола. Это требование часто бывает необоснованным, не учитывает геологических особенностей конкретного месторождения и характера искривления скважин, поэтому их бурение затруднительно и требует применения предупредительных мер или искусственного искривления скважин. Это ведет к снижению скорости и производительности бурения и удорожанию буровых работ. Требование вертикальности ствола может оправдываться только специальными целями бурения отдельных скважин или их группы, а широко практиковаться лишь в благоприятных геологических условиях (при горизонтальном или пологом залегании пород или при разведке месторождений, залегающих в мощной толще однородных слабоанизотропных пород);

3) бурение скважин по «типовым кривым» или «типовым» профилям. Типовым называется профиль, составленный на основании средних величин искривлений скважин на равных интервалах их глубин. Расчет типовых профилей направленных скважин основан на установлении зависимости между величинами зенитных и азимутальных углов (или их приращений) и глубинами скважин через равные интервалы (например, через 25, 50 или 100 м). Такая зависимость определяется тем, что при бурении скважин в постоянных геолого-технических условиях указанные

углы на равных интервалах глубины обладают качественной общностью и образуют однородную статистическую совокупность значений.

Результаты изучения скважин следует объединять по геологическим признакам:

1) по физико-механическим и структурным свойствам вмещающих горных пород (см. табл. 1) — сильно перемежающиеся, анизотропные; перемежающиеся, анизотропные; однородные слабоанизотропные и изотропные. Это позволит сгруппировать скважины, причины и закономерности искривления которых близки или одинаковы;

2) по одинаковым элементам залегания пород, например на одном крыле крупной складки, моноклинали, в пределах одного массива пород, и с равными углами встречи скважин с напластованиями в сильно перемежающихся породах на равных глубинах и другими геологическими признаками.

По технико-технологическим признакам, если при бурении скважин одинаковы:

1) способ и технология бурения (алмазный, дробовой, твердосплавный, гидроударный и т. д.);

2) диаметр бурения по интервалам глубин;

3) начальный угол наклона;

4) интервалы между замерами искривлений и т. д.

После разделения скважин на группы (выборки) определяют выборочные значения средних арифметических величин зенитных углов или их приращений x_i и средние квадратические отклонения s через равные интервалы длины ствола.

Определение средних арифметических величин \bar{x} такой статистической совокупности, например зенитных или азимутальных углов (или их приращений) скважин, производится по формуле

$$\bar{x} = \bar{\theta}_c (\alpha_c) = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_n}{n}, \quad (18)$$

где $x_1 = \theta_1$ или α_1 ; $x_2 = \theta_2$ и т. д. — величины зенитных или азимутальных углов на равных глубинах скважин (например, 0, 25, 50, 75, 100 и т. д.); n — число скважин, участвующих в выборке из данной статистической совокупности в каждом интервале глубин скважин.

Среднее арифметическое характеризует положение случайной величины на числовой оси, т. е. указывает ее некоторое среднее значение, около которого группируются все возможные значения совокупности. По указанным средним значениям зенитных углов (или их приращений) по каждому интервалу глубины скважин и отстраивается типовой профиль скважины.

Разбросанность значений случайной величины около ее среднего арифметического характеризуется величинами среднего квадратического отклонения s и дисперсии s^2 .

ратического отклонения. Выборочное среднее квадратическое отклонение определяется из выражения

$$s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (19)$$

По величинам среднего арифметического и среднего квадратического отклонения зенитных углов (или их приращений), установленным по ранее пробуренным скважинам, при сохранении их геолого-технологических условий бурения с определенной степенью вероятности можно определить величину зенитных углов (приращений) вновь буримых скважин на одинаковых их глубинах. Зависимость между возможными значениями случайной величины и соответствующими им вероятностями устанавливается законом распределения случайных величин. Таким образом, для уверенного прогнозирования ожидаемых значений зенитных (азимутальных) углов или их приращений по всем проектируемым для бурения скважинам необходимо установить закон их распределения.

Распределение случайных величин многих технических параметров в геологоразведочном бурении происходит в соответствии с наиболее простым так называемым нормальным законом. Для того чтобы определить близость распределения практических (опытных) данных теоретическому нормальному распределению, существует ряд объективных оценок, называемых критериями согласия. Наиболее строгими из них являются критерии Пирсона, В. Романовского, А. Колмогорова, Б. Ястремского, которые изложены в специальной литературе [8, 54].

Наиболее простым приемом определения близости опытного распределения к нормальному является критерий Вестергарда. Для применения этого критерия, так же как и остальных, предварительно определяют основные параметры опытного распределения: среднее арифметическое \bar{x} по результатам данной выборки с ограниченным числом результатов в ней и выборочное среднее квадратическое отклонение s из выражений (19, 20). Данные опытного распределения будут подчинены закону нормального распределения в том случае, если:

- 1) в промежутке от $\bar{x} - 0,3s$ до $\bar{x} + 0,3s$ будет расположено 0,25 всей совокупности опытных результатов;
- 2) в промежутке от $\bar{x} - 0,7s$ до $\bar{x} + 0,7s$ будет расположено 0,5 всей совокупности;
- 3) в промежутке от $\bar{x} - 1,1s$ до $\bar{x} + 1,1s$ будет расположено 0,75 всей совокупности;
- 4) в промежутке от $\bar{x} - 3s$ до $\bar{x} + 3s$ будет расположено 0,998 всей совокупности.

Более надежная проверка предположения о том, что исследуемая выборка подчиняется нормальному закону распределения

проводится на использовании двух характеристик: асимметрии A и эксцесса E опытного распределения.

Асимметрия представляет собой численную характеристику, которая показывает несоответствие исследуемой опытной кривой симметричной кривой нормального вида и отклонение ее вправо 2 или влево 1, т. е. выражает меру скошенности полученной кривой опытного распределения (рис. 46, а).

$$A = m_3/s^3, \quad (20)$$

где m_3 — выборочный момент третьего порядка, определяемый из выражения

$$m_3 = 1/n \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^3. \quad (21)$$

Для строго симметричной, т. е. кривой нормального вида, асимметрия должна быть равна нулю ($A = 0$).

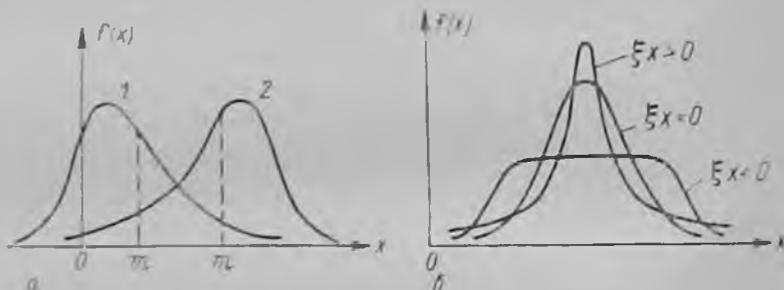


Рис. 46. Асимметрия (а) и эксцесс (б) исследуемой опытной кривой.

Эксцесс представляет собой численную характеристику, которая показывает подъем $\xi x > 0$ или понижение $\xi x < 0$ графика опытной (выборочной) кривой распределения по сравнению с нормальной кривой $\xi x = 0$, т. е. выражает меру «вершинности» (рис. 46, б).

$$E = (m_4/s^4) - 3, \quad (22)$$

$$m_4 = 1/n \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^4, \quad (23)$$

где m_4 — выборочный момент четвертого порядка.

В случае нормального распределения эксцесс должен быть равен нулю, т. е. отношение $m_4/s^4 = 3$.

Ввиду того что опытные выборки имеют обычно небольшое число входящих в них результатов, возможны колебания этих оценок. Поэтому необходимо определять, являются отклонения A и E от нулевого значения случайными или значимыми. Соответ-

ственные опытные величины теоретическому нормальному распределению будет в случае соблюдения следующих неравенств:

$$\frac{A}{\sqrt{6/n}} \leq |3|, \quad (24)$$

$$\frac{E}{\sqrt{6/n}} \leq |3|. \quad (25)$$

Установив соответствие распределения опытных данных закону нормального распределения, можно выполнять расчеты по формулам данного закона. Это соответствие было установлено А. М. Курмашевым, Ю. Т. Морозовым, В. И. Журнистом и другими на многих месторождениях разных районов страны, причем выяснилось, что нормальному закону подчиняются не только величины зенитных углов (и их приращений), но и величины отклонений скважин от профиля в перпендикулярной к нему плоскости на любой глубине.

Наиболее простыми для расчета и бурения являются плоскоискривленные профили скважин. Поэтому при проектировании разведки направленным и многоствольным бурением рекомендуется на каждом месторождении определять направление минимального азимутального искривления скважин (вкрест простирания пород), с тем чтобы бурение осуществлять по более простым плоскоискривленным профилям.

Профили таких скважин могут быть представлены в виде уравнения зависимости величины зенитного угла θ (или его приращения $\Delta\theta$) от глубины L скважины:

$$\theta = f(L) \text{ или } \Delta\theta = f(L). \quad (26)$$

Автором были выполнены исследования указанной зависимости между величинами зенитных углов и глубинами скважин алмазного бурения по ряду месторождений или их участков: Хибинское, Кошвинское, Печенгское (Кольский полуостров), Белореченское, Бакальское (Урал), Центральное (Кривой Рог), Казское, Шерешевское (Западная Сибирь) и др. Исследования выполнялись при помощи корреляционного анализа [37, 41]. Было установлено, что коэффициент корреляции зависимости зенитный угол — глубина скважины $\rho_{\theta/L}$ достаточно высок ($\rho_{\theta/L} \geq 0,5$ и составил от 0,55 по Кошвинскому участку до 0,82 по Печенгскому), что подтверждает наличие между ними достаточно тесной зависимости.

Анализ указанных зависимостей по названным и другим месторождениям страны показал, что на месторождениях групп А и Б опытные данные алмазного бурения подобно дробовому с наибольшей полнотой аппроксимируются квадратической параболой

$$\theta_i = \theta_0 + aL + bL^2, \quad (27)$$

где θ_0 — начальный зенитный угол (заложения) скважин, градус; a, b — эмпирические коэффициенты (их определяют по известному методу наименьших квадратов).

Часто разные стратиграфические горизонты одного и того же месторождения сложены породами разной твердости и имеют различные элементы залегания. В этом случае расчет профиля должен производиться по глубинам скважин с учетом глубины залегания каждого горизонта, в пределах которого закономерности и интенсивность искривления скважины могут отличаться. Типовой профиль составляется из комбинации отдельных интервалов ствола, характеризующегося разной интенсивностью искривления (кривыми типа параболы или дуги окружности), т. е. является комбинированным и поэтому с наибольшей вероятностью соответствует естественному искривлению скважин. Такой метод профилирования скважин успешно применяется на многих месторождениях Восточного Казахстана.

Вместе с тем, как нами упоминалось ранее, проведение последующих скважин по типовым и комбинированным профилям не всегда будет осуществляться в полном соответствии с таким профилем. В действительности из-за изменения степени влияния геологических и технологических факторов, определяющих интенсивность искривления, и в зависимости от числа взятых при расчете скважин будет происходить большее и меньшее их отклонение от профиля. Чтобы сохранить максимальную производительность бурения последующих скважин на конкретном участке месторождения, не вызывая при этом существенных нарушений проектной плотности разведочной сети, следует производить вероятностную оценку их бурения по проектному профилю и определять возможную величину их отклонения от профиля (доверительный интервал). Это позволит установить приемлемость данного профиля для выполнения геологического задания и определить необходимость применения и число постановок искусственных отклонителей для бурения скважин по такому профилю. Для этого следует рекомендовать такую последовательность расчета.

После определения средних арифметических величин зенитных и азимутальных углов по формуле (19) и отстройки типового профиля (и инклинोगраммы) для бурения последующих скважин по формуле (20) определяется выборочное среднее квадратическое отклонение. Далее рассчитывается интервал в пределы которого будут попадать скважины с заданной доверительной вероятностью. Доверительная вероятность может приниматься равной 0,9; 0,95; 0,99. Чем больше вероятность, тем больше ширина доверительного интервала и отклонения скважины от профиля.

1. Расчет доверительного интервала при числе скважин, участвующих в выборке, меньше 20—25 выполняется на основании критерия Стьюдента t . Для этого определяется погрешность среднего арифметического из выражения

$$s_{\bar{x}} = s (1/\sqrt{n}). \quad (28)$$

Затем выбирается нормированное отклонение выборочной средней от генеральной a :

$$t = \frac{\bar{x} - a}{s_{\bar{x}}}. \quad (29)$$

Определяются доверительные границы искомой величины a :

$$a = \bar{x} \pm t s_{\bar{x}} = \bar{x} \pm \varepsilon. \quad (30)$$

Коэффициент Стьюдента t можно определять по таблицам [8, 54] при $K = n - 1$ для значений вероятности, равных 0,9; 0,95; 0,997.

На основании полученных значений зенитных углов a для каждого интервала глубин скважин на графике отстраиваются значения минимально и максимально возможного отклонения скважин от типового профиля (рис. 47) и по ним проводятся кривые, образующие как бы криволинейные конусы. Если величины отклонений стволов превышают интервал допустимого отклонения скважин от проектного профиля, то необходимо определять предельную глубину скважины, с которой появится необходимость в ее исправлении искусственными отклонителями.

2. При числе скважин в выборке более 25—30 оценка величины отклонений скважин от типового профиля может быть выполнена на основании критерия Вестергарда или правила «трех сигм» (рис. 48). Это значит, что вероятность попадания случайной величины (в нашем случае значений величины зенитных или азимутальных углов или их приращений), симметричной относительно ее среднего значения \bar{x} (типového профиля), на любой глубине скважины определяется величиной среднего квадратического отклонения σ (в нашем случае выборочного значения s), т. е. 68,3% всех случайных величин данной совокупности располагается внутри интервала $\bar{x} \pm s$, 95,4% — внутри интервала $\bar{x} \pm 2s$ и 99,7% — внутри интервала $\bar{x} \pm 3s$.

Поясним это на примере. Установим два интервала допустимого отклонения скважины от ее профиля: $b = \pm 15$ м и $v = \pm 35$ м, которые в плоскости разреза будут представлять собой две криволинейные параллельные линии, а в пространстве — криволинейный цилиндр. Для одного из участков месторождений Печенги (Кольский полуостров) по скважинам алмазного бурения ($\varnothing 59$ мм) определены границы отклонений скважин, соответствующие доверительному интервалу при $s = 68, 95, 99\%$ (рис. 47). Пересечение линии, соответствующей той или иной доверительной вероятности, с линией допустимого отклонения b и v определяет собой предельную глубину скважин, ниже которой искривление определенной их части превысит предельные границы и для их удержания будет необходимо применение искусственных отклонителей. Так, при допустимом отклонении $b = 15$ м с вероятностью 95 и 99% можно утверждать, что предельные глубины скважин, при достижении которых появится необходимость в их искусственном искривлении, равны соответственно 375 и 275 м.

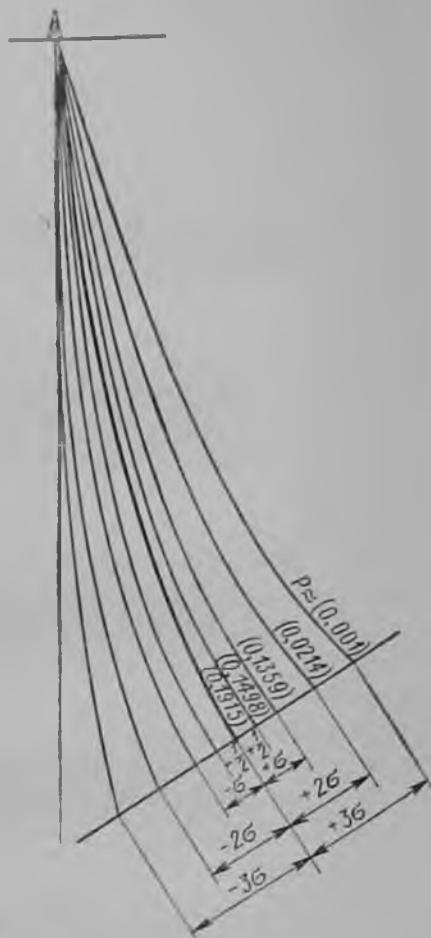


Рис. 48. Распределение доверительных вероятностей по правилу «трех сигм».

Рис. 47. Кюнус возможных отклонений скважины относительно типового профиля при разных доверительных вероятностях.

a — типовой профиль, b — интервал допустимого отклонения, равный ± 15 м,
 a — то же, ± 35 м.

Для допустимого отклонения $e = 35$ м практически все скважины до проектной глубины 500 м не выходят из пределов этого интервала и разведочная сеть может считаться ненарушенной, а поэтому применение искусственных отклонителей не предполагается.

Аналогичным образом может быть определена обратная задача: установлены доверительные границы искомой величины a , т. е. интервал допустимого отклонения, по формуле (31) определено значение коэффициента Стьюдента t и по таблице найдена доверительная вероятность, соответствующая вычисленному значению t .

При проходке многозабойных скважин расчет основного ствола следует производить аналогичным образом.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИН ДЕЙСТВИТЕЛЬНЫХ ОТКЛОНЕНИЙ СКВАЖИН ОТ ПРОЕКТНОГО ПРОФИЛЯ

При бурении разведочных скважин для поисков и разведки месторождений полезных ископаемых во многих случаях фактические отклонения их стволов (разброс забоев) от заданных пунктов разведочных сетей (типовых профилей) значительно превышают интервалы их допустимых отклонений.

Для определения величин фактических отклонений направленных скважин и основных стволов многоствольных скважин от проектных пунктов разведочных сетей (типовых профилей) автор выполнил анализ их фактических искривлений по ряду месторождений или их участков. По каждому месторождению в одну группу объединялись от 6 до 30—50 скважин, образующих по геологотехническим условиям однородную совокупность. По физико-механическим свойствам вмещающих пород, определяющих характер и степень искривления скважин, месторождения разделены на три группы (см. табл. 1).

Каждая группа составлена из пяти-семи месторождений. Средние глубины скважин приведены к 500 м. По каждому из месторождений, входящих в одну группу и характеризующихся сравнительно близкими величинами интенсивностей зенитного и азимутального искривлений, вычислялся и отстраивался типовой профиль θ_i и графически определялась величина среднего квадратического отклонения s_i скважин от профиля. Затем для каждой группы определялась средняя величина s и на ее основании — возможная средняя величина отклонений скважин от типового профиля при разных доверительных вероятностях (табл. 13). Аналогичным способом определяется отклонение скважин в горизонтальной плоскости, а также их общее отклонение.

Проведенный анализ показывает, что фактические отклонения (разброс) забоев геологоразведочных скважин могут быть значительными, и они тем больше, чем больше интенсивность естественного искривления их стволов и шире интервал колебаний интенсивности (т. е. больше величина среднего квадратического отклонения s_0). Таким образом, разброс забоев скважин существенно зависит от группы месторождений, а в пределах каждой группы

Таблица 13

ФАКТИЧЕСКИЕ ОТКЛОНЕНИЯ ЗАБОВЕВ СКВАЖИН
(ГЛУБИНА 500 м) ОТ ПРОЕКТНЫХ ПРОФИЛЕЙ

Показатель	Группы месторождений					
	А		Б		В	
Вид бурения	Дробо- вой	Алмаз- ный	Дробо- вой	Алмаз- ный	Дробо- вой	Алмаз- ный
Отход забоев скважин от типового профиля ($x \pm z$):						
в метрах	47,5	27,5	30	20	25	12,5
в процентах	9,5	5,5	6	4	5	2,5
Вероятность $P(x)$ попадания скважины на интервал допустимого отклонения длиной:						
$l_0 = \pm 35$ м	0,540	0,796	0,754	0,920	0,838	0,995
$l_0 = \pm 15$ м	0,251	0,418	0,383	0,547	0,451	0,770
Характеристика зенитного искривления скважин по группам месторождений (градус/100 м):						
средняя интенсивность θ_1	4,8	7,0	3,5	4,8	2,5	1,8
среднее квадратическое отклонение σ	1,6	1,0	1,1	0,7	0,8	0,4
Месторождения или их участки	Бакальское, Белореченское, Дегтярское, Каражальское, Крпворожское и др.		Высокогорское, Гайское, Казское (участки), Коашвинское, Печенгское, Шерегешское и др.		Бакальское (участки), Магнитогорское, Хибингорское (участки), Казское и др.	

он практически определяется теми же причинами, что искривление скважин (см. гл. 2).

В общем случае с вероятностью 95,4% можно утверждать, что на месторождениях, отнесенных к группе А, отклонение (разброс) забоев скважин при алмазном бурении может достигать 55 м, или 11% от глубины скважины, а на отдельных участках месторождений, характеризующихся особенно сложной складчатостью, эта величина достигала 75 м, или 15% от глубины скважин. Однако это не значит, что все скважины данной выборки и последующие будут иметь отклонения такой величины. При сохранении геолого-технических условий бурения скважин на том или ином месторождении примерно 68% могут иметь отклонения от 0 до 27 м; 27% от 27 до 55 м и лишь 5,3% — свыше 55 (75) м (в скобках —

величины отклонений скважин при дробовом бурении). При этом могут иметь место два случая: а) возможное отклонение скважин от профиля позволяет пересечь пласт с полезным ископаемым в заданном пункте разведочной сети или на допустимом расстоянии от него; б) возможное отклонение превышает интервал допустимого отхода, поэтому бурение скважин по такому проектному профилю требует производства дополнительных работ по применению искусственных отклонителей в скважине.

Если принять, что интервал максимального отхода скважин не должен превышать 0,25—0,3 проектного расстояния (плотности разведочной сети) между соседними скважинами, то при условном значении $l = 100$ м интервал максимального или предельного их отхода на забое (в пределах рудного тела) от проектного профиля не должен превышать 35 м. Тогда максимальная глубина алмазных скважин, при которой их отход будет находиться в пределах названного интервала (допуска), составит, м: для 68% всего количества скважин данной выборки и последующих, при условии их бурения в идентичных геолого-технических условиях, не менее 645 (особенно сложные — 475), для 27% — от 645 (475) до 320 (230) и для 5,3% — от 320 (230) до 210 (156). Естественно, что если интервал допустимого отхода будет принят меньшим по величине (например 15 м, см. рис. 47), то и максимальная глубина скважин окажется меньшей.

Таким образом, примерно для 20—30% скважин алмазного бурения на месторождениях данной группы при сравнительно небольших их глубинах возможные отклонения от профиля превышают условно принятый интервал максимального или предельного допуска и приближаются к плотности разведочных сетей для многих типов месторождений полезных ископаемых (редкометалльные, полиметаллические и т. п.) или даже превышают ее. Разведка месторождений на большие глубины по сравнению с приведенными предельными их величинами будет приводить к систематическому нарушению принятых плотностей разведочных сетей и необходимости повторного бурения ряда скважин.

Разбуривание на практике более глубоких скважин по сравнению с приведенными интервалами глубин достигается в результате широкого применения искусственных отклонителей, что во многих случаях приводит к снижению производительности буровых работ. Увеличение производительности бурения направленных и многоствольных скважин на таких месторождениях требует детального изучения характера естественного искривления алмазных скважин, необходимого для более обоснованного проектирования профилей по методу «индивидуальных или комбинированных» кривых. Их построение выполняется на основе закономерностей искривления по каждой толще, отличающейся своими физико-механическими свойствами, величинами углов встречи с напластованиями пород и т. д. Снижение и регулирование интенсивности искривления скважин следует достигать прежде всего бесклитновыми

технологическими приемами (центрированные и ступенчатые компоновки, большая скорость вращения и др.), что позволит снизить разброс скважин относительно их проектного профиля и повысить степень вероятности бурения по нему последующих скважин.

Сравнение фактических отклонений забоев алмазных и дробовых скважин на месторождениях этой же группы показывает, что отклонения дробовых скважин достигают 19—20% от их глубины, а на участках со сложной складчатостью стволы могут отклоняться от профиля на расстоянии до 30% от их глубины. Таким образом, они имеют в 1,5—2,0 раза больший разброс по сравнению со скважинами алмазного бурения. Отклонения дробовых скважин на таких расстояниях по крайней мере у 27—32% всех скважин превышают не только интервал принятого максимального допустимого отхода уже на глубинах примерно 200—120 м, но и плотности разведочных сетей при разведке большинства месторождений полезных ископаемых на любой стадии их разведки и поэтому не могут считаться приемлемыми.

На месторождениях, сложенных главным образом породами группы Б, фактические отклонения забоев дробовых скважин (при исследовании с той же степенью вероятности — 95,4%) составляют 12% от глубины, а на участках со сложной складчатостью — до 15—16% и, таким образом, являются примерно вдвое меньшими по сравнению с предыдущей группой. Однако их максимальные глубины, при которых отклонение превышает принятый интервал допустимого отхода (35 м), также невелики — всего 300 м (220) и поэтому не могут быть признаны удовлетворительными.

Внедрение алмазного бурения на месторождениях этой группы позволяет снизить отклонения геологоразведочных скважин по сравнению с их бурением дробью более чем в 1,5 раза. При бурении скважин алмазными коронками они составляют лишь 40 м, или 8% длины ствола, а их минимальные предельные глубины (для 5,3%), при которых скважины выходят из интервала допустимого отхода (35 м), уже достигают 435 м (350), что для разведки многих месторождений является приемлемой глубиной. Таким образом, построение проектных профилей скважин алмазного бурения на месторождениях группы Б по методу «типовых кривых» является вполне обоснованным способом.

На месторождениях, сложенных однородными изотропными и анизотропными породами группы В, внедрение алмазного бурения позволяет снизить отклонения скважин от проектных пунктов сети до 20—30 м (примерно до 5% их глубины) и в 2—3 раза по сравнению со скважинами дробового бурения. В этих условиях можно без применения особых предупредительных мер, лишь путем стабилизации технологических параметров режима бурения, бурить алмазные скважины по проектному профилю и сохранять разведочные сети при значительных глубинах скважин (до 700 м). Поэтому проектирование профилей скважин по методу «типовых кривых» является вполне удовлетворительным.

Таким образом, анализ фактических отклонений скважин на многих месторождениях страны показывает, что существующая практика изучения характера естественного искривления и расчета профилей скважин (особенно при дробовом бурении) и методы их проведения в заданном направлении на ряде месторождений не могут быть признаны удовлетворительными, так как приводят к значительному отклонению их забоев и нарушению проектной плотности разведочных сетей. Поэтому основным требованием к разведке месторождений буровыми скважинами является максимальное приближение проектного профиля к профилю естественного их искривления применительно к разным по закономерностям искривления группам месторождений, причем по мере сгущения разведочных сетей или глубин скважин (залегания полезного ископаемого) значение этого требования будет все более повышаться. Однако следует иметь в виду вероятностный характер искривления скважин, и поэтому их бурение даже при сохранении всех исходных геолого-технических условий будет происходить с большим или меньшим отклонением от типового профиля, величина которого будет определяться степенью изменчивости исходных данных. На этом основании построение проектных профилей должно осуществляться не только на основе статистических данных, но главным образом путем объективного изучения механизма искривления при разных способах бурения скважин и все более строгого и теоретически обоснованного проектирования этих профилей. Эту работу необходимо проводить уже на стадии предварительной разведки месторождений, с тем чтобы при последующей детальной разведке было возможно рациональное проектирование профилей и системы расположения алмазных скважин, особенно при переходе на разведку месторождений многоствольными скважинами.

ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ СКВАЖИН ПО ПРОЕКТНОМУ ПРОФИЛЮ

Анализ фактических отклонений скважин от их типовых профилей показал возможность с определенной доверительной вероятностью определять доверительные интервалы (непосредственно в метрах), в пределах которых будут расположены последующие скважины при их бурении. Это позволяет сопоставлять возможные величины отклонений скважин и интервалы их допустимых отходов непосредственно с плотностью разведочной сети, принятой на том или ином месторождении.

Величины интервалов допустимых отходов должны различаться в зависимости от стадии разведки и выражаться в виде определенной доли расстояния между соседними пунктами сети. Так, при предварительной разведке, когда скважины бурят для выяснения в общих чертах условий залегания и размеров месторождения, формы и строения тел полезного ископаемого и т. п.,

а расстояния между скважинами значительны, трудно установить наиболее рациональную плотность разведочной сети из-за отсутствия достаточных данных. Поэтому на данной стадии работ главным является не проведение скважин в строгом соответствии с их профилями, а определение характера их пространственного искривления и общих закономерностей, а также опробование различных технологических приемов снижения интенсивности искривления скважин. Это позволит установить механизм и закономерности искривления скважин на данном месторождении, что необходимо для последующего достоверного проектирования их проектных профилей.



Рис. 49. Варианты допустимых отклонений скважин в границах прямоугольной и круговой формы.

O — проектная точка пересечения скважинами разведочной сети (центр их расхождения).

На стадии детальной разведки должно осуществляться профилирование скважин с учетом закономерностей их естественного искривления, установленных на предыдущей стадии разведки, а интервал допустимых отходов стволов существенно снижен. Поэтому для дальнейших расчетов прием две величины допустимого отхода l_d :

— максимальную, равную 0,35 проектного расстояния между соседними скважинами (для разведочной сети 100 м это составит 35 м);

— минимальную, равную 0,15 проектного расстояния (для сети 100 м это составит 15 м).

Границы допустимых отклонений скважин от проектного профиля как в плоскости геологического разреза, так и между соседними разрезами предъявляются одинаковые требования, то границы отклонений будут представлены квадратом или окружностью. Чаще эти требования различаются и границы имеют прямоугольную форму со стороной, более вытянутой в направлении менее жестких требований.

Рассмотрим, какова вероятность проведения направленной скважины (например, при разведке месторождения группы А, см. табл. 13) по типовому профилю с отклонением, не превышающим некоторого допустимого интервала (например, 35 и 15 м).

Определение попадания случайной точки (x, y — забоя скважины), распределение которой на заданной плоскости подчинено нормальному закону, в пределы некоторого прямоугольника может

быть выполнено на основании выражения (31), по Е. С. Вентцель [8, с. 197],

$$P(X, Y) = \left[\Phi\left(\frac{l_x}{\sigma_x}\right) - \Phi\left(\frac{-l_x}{\sigma_x}\right) \right] \left[\Phi\left(\frac{l_y}{\sigma_y}\right) - \Phi\left(\frac{-l_y}{\sigma_y}\right) \right]. \quad (31)$$

В этом случае (рис. 49) координатную ось X следует расположить в вертикальной плоскости для характеристики зепитного искривления скважин, а ось Y в горизонтальной плоскости для характеристики их азимутального искривления, чтобы координатные оси совпадали с главными осями рассеивания.

В зависимости от формы припчатых границ допустимого отклонения выражение (31) будет иметь следующий вид.

1. Границы допустимых отклонений направленной скважины от проектного типового профиля представлены квадратом со стороной $2l$ (отклонение от профиля равно $\pm l$), а средние квадратические отклонения по осям X и Y равны между собой, т. е. при $\sigma_x = \sigma_y = \sigma$

$$P(X, Y) = \left[\Phi\left(\frac{l}{\sigma}\right) - \Phi\left(\frac{-l}{\sigma}\right) \right]^2; \quad (32)$$

при $\sigma_x \neq \sigma_y$

$$P(X, Y) = \left[\Phi\left(\frac{l}{\sigma_x}\right) - \Phi\left(\frac{-l}{\sigma_x}\right) \right] \left[\Phi\left(\frac{l}{\sigma_y}\right) - \Phi\left(\frac{-l}{\sigma_y}\right) \right]. \quad (33)$$

2. Границы допустимых отклонений скважины от проектного профиля представлены прямоугольником со стороной $2l_x$ и $2l_y$, а $\sigma_x = \sigma_y = \sigma$; тогда

$$P(X, Y) = \left[\Phi\left(\frac{l_x}{\sigma}\right) - \Phi\left(\frac{-l_x}{\sigma}\right) \right] \left[\Phi\left(\frac{l_y}{\sigma}\right) - \Phi\left(\frac{-l_y}{\sigma}\right) \right]. \quad (34)$$

При $\sigma_x \neq \sigma_y$ следует пользоваться выражением (31). Величину $\Phi \frac{l}{\sigma}$ можно определить по табл. 1 из работы [8].

В качестве примера покажем, как изменяется вероятность попадания забоя скважины алмазного бурения при разведке месторождений группы А в границы допустимых отклонений в зависимости от их формы и изменения величин l и σ .

Пример 1.

$$\sigma_x = \sigma_y = \pm 27,5 \text{ м}; \quad l_x = l_y = 35 \text{ м};$$

$$P(X, Y) = \left[\Phi\left(\frac{35}{27,5}\right) - \Phi\left(\frac{-35}{27,5}\right) \right]^2 = 0,634.$$

Пример 2.

$$\sigma_x = \sigma_y = 27,5 \text{ м}; \quad l_x = l_y = 15 \text{ м}$$

$$P(X, Y) = \left[\Phi\left(\frac{15}{27,5}\right) - \Phi\left(\frac{-15}{27,5}\right) \right]^2 = 0,161.$$

Пример 3.

$$\sigma_x = 27,5 \text{ м}; \quad \sigma_y = 20 \text{ м}; \quad l_x = l_y = 35 \text{ м}$$

$$P(X, Y) = \left[\Phi \left(\frac{35}{27,5} \right) - \Phi \left(\frac{-35}{27,5} \right) \right] \left[\Phi \left(\frac{35}{20} \right) - \Phi \left(\frac{-35}{20} \right) \right] = 0,732.$$

Пример 4.

$$\sigma_x = 27,5 \text{ м}; \quad \sigma_y = 20 \text{ м}; \quad l_x = 35 \text{ м}; \quad l_y = 15 \text{ м}$$

$$P(X, Y) = \left[\Phi \left(\frac{35}{27,5} \right) - \Phi \left(\frac{-35}{27,5} \right) \right] \left[\Phi \left(\frac{15}{20} \right) - \Phi \left(\frac{-15}{20} \right) \right] = 0,435.$$

В случае, если последующие скважины постоянно искривляются с интенсивностью, большей или меньшей по сравнению с расчетной (на основании которой был построен типовой профиль), и поэтому центр рассеивания забоев скважин смещен относительно начала координат (т. е. от пересечения проектного профиля с заданным пунктом разведочной сети) на некоторую величину h (рис. 49, точка K), то вероятность попадания скважины в заданный пункт должна определяться с учетом систематической погрешности h . Естественно, что величина вероятности в этом случае будет меньше. Наличие систематической погрешности говорит о том, что изменились геологические или технологические условия бурения скважин и типовой профиль должен быть определен вновь.

Если принять, что постоянное отклонение скважин или их систематическая погрешность равна $\pm h_x$ по оси x и $\pm h_y$ по оси y ($\pm h_x$, где (+) — при выкручивании скважин, (—) — при их выполаживании; $\pm h_y$, где (+) — при отклонении скважины вправо, (—) — при отклонении их влево по азимуту), то

$$P(X, Y) = \left[\Phi \left(\frac{l_x \pm h_x}{\sigma_x} \right) - \Phi \left(\frac{-l_x \pm h_x}{\sigma_x} \right) \right] \times \\ \times \left[\Phi \left(\frac{l_y \pm h_y}{\sigma_y} \right) - \Phi \left(\frac{-l_y \pm h_y}{\sigma_y} \right) \right]. \quad (35)$$

В примере 1 принимаем $h_x = -10$ м (выполаживание):

$$P(X, Y) = \left[\Phi \left(\frac{35-10}{27,5} \right) - \Phi \left(\frac{-35-10}{27,5} \right) \right] \times \\ \times \left[\Phi \left(\frac{35}{27,5} \right) - \Phi \left(\frac{-35}{27,5} \right) \right] = 0,613.$$

При $h_x = 10$ м (выкручивание):

$$P(X, Y) = \left[\Phi \left(\frac{35+10}{27,5} \right) - \Phi \left(\frac{-35+10}{27,5} \right) \right] \times \\ \times \left[\Phi \left(\frac{35}{27,5} \right) - \Phi \left(\frac{-35}{27,5} \right) \right] = 0,613.$$

В примере 4 принимаем $h_x = 10$ м и $h_y = 8$ м:

$$P(X, Y) = \left[\Phi \left(\frac{35+10}{27,5} \right) - \Phi \left(\frac{-35+10}{27,5} \right) \right] \times \\ \times \left[\Phi \left(\frac{15+8}{20} \right) - \Phi \left(\frac{-15+8}{20} \right) \right] = 0,394.$$

3. Интервал допустимого отклонения скважин от заданного пункта разведочной сети имеет равную величину в любом направлении (например, при плотной равномерной разведочной сети), т. е. границы закругленные (рис. 49). Вероятность попадания скважины в указанный круг при симметричном рассеивании относительно центра координат (типового профиля) или какого-либо другого центра рассеивания [8, 54] определяется из выражения

$$P(X, Y) = 1 - e^{-h^2/2} = 1 - e^{-r^2/2\sigma^2}, \quad (36)$$

где r — радиус круга, м.

Например, при $\sigma = 27,5$ м; $r = 35$ м

$$P(X, Y) = 1 - e^{-\frac{35^2}{2 \cdot 27,5^2}} = 0,5768;$$

при $\sigma = 27,5$; $r = 15$ м

$$P(X, Y) = 1 - e^{-\frac{15^2}{2 \cdot 27,5^2}} = 0,1393.$$

4. На многих месторождениях направленные скважины бурят при их незначительном азимутальном искривлении, т. е. скважины искривляются только в вертикальной плоскости по оси x (зенитное искривление) и их рассеивание будет происходить примерно в одной вертикальной плоскости. Вероятность попадания скважины в пределы линейного интервала допустимого отклонения $\pm l$ от центра рассеивания (типового профиля) можно определить по выражению [9, 54]

$$P(-l < x < l) = 2\Phi \left(\frac{-l}{\sigma} \right) - 1. \quad (37)$$

Например, при $\sigma_x = 27,5$ м; $l = 35$ м

$$P(-l < x < l) = 2\Phi \left(\frac{35}{27,5} \right) - 1 = 0,796;$$

при $\sigma_x = 27,5$ м; $l = 15$ м

$$P(-l < x < l) = 2\Phi \left(\frac{15}{27,5} \right) - 1 = 0,414.$$

Если фактический центр рассеивания смещен относительно принятого центра участка $2l$ на величину $\pm h$, где (+) — при выколаживании, (—) — при выкручивании, то определение $P(x)$ производится по формуле

$$P(-l < x < l) = \Phi \left(\frac{l+h}{\sigma} \right) - \Phi \left(\frac{-l+h}{\sigma} \right). \quad (38)$$

(Например, при $h = 20$ м)

$$P(-l \leq x \leq l) = \Phi\left(\frac{l - \bar{x}}{\sigma/\sqrt{n}}\right) - \Phi\left(\frac{-l - \bar{x}}{\sigma/\sqrt{n}}\right) = 0,718.$$

Приведенная методика позволяет определить среднюю вероятность проведения направленной скважины по ее типовому проектному профилю и попадания ее забоя в пределы заданного допустимого отклонения той или иной формы. Величина указанной вероятности зависит в основном от тщательности изучения механизма и закономерностей естественного искривления скважин на каждом конкретном месторождении, правильности отнесения скважин в однородной совокупности (выборке) и расчета типового профиля.

При сохранении всех исходных геолого-технических условий бурения скважин на данном месторождении, имевших место при расчете типового профиля по показателям выборки, все последующие скважины на этом месторождении будут проводиться с теми же вероятностями попадания их забоев в пределы проектных допустимых отклонений. Разработка и внедрение технологических мероприятий, позволяющих регулировать интенсивность искривления скважины в процессе ее бурения с целью максимального приближения к проектному профилю, дает возможность повысить вероятность проведения ее ствола в заданный пункт разведочной сети. Это можно видеть по данным табл. 13. Так, вероятность проведения скважины при дробовом бурении по типовому профилю по каждой группе месторождений, как правило, значительно меньше, чем при алмазном. Точно так же вероятность проведения скважины дробового и алмазного бурения на месторождениях разных групп тем меньше, чем больше величина среднего квадратического отклонения их естественного искривления и больше разброс скважин относительно типового профиля.

По установленным средним величинам вероятности попадания скважин в пределы заданного допустимого отклонения (например, на линейный интервал $2l$) можно ориентировочно установить следующее количество скважин, при бурении которых будет необходимо применять искусственные отклонители, чтобы провести их в пределы допустимого отклонения (см. рис. 47). Предположим, что на участке данного месторождения будет пробурено $N = 30$ скважин. Тогда из этого количества в пределы допустимого отклонения $\pm l$ при сохранении значений средних квадратических отклонений σ , приведенных в табл. 13, попадает следующее количество скважин:

$$n = P(x) N. \quad (39)$$

В том числе месторождения группы А: при дробовом бурении в пределы интервала $l = \pm 35$ м попадает 16 скважин, в пределы интервала $l = \pm 15$ м попадает 7—8 скважин; при алмазном бурении в пределы интервала $l = \pm 35$ м попадает 24 скважины, а интервала $l = \pm 15$ м — 12—13 скважин; месторождения группы

В: при дробовом бурении в пределы интервала $l = \pm 35$ м попадает 25 скважин, а интервала $l = \pm 15$ м — 13—14 скважин; при алмазном бурении в пределы интервала $l = \pm 35$ м попадает 29—30 скважин, а интервала $l = \pm 15$ м — 23 скважины.

Все остальные из 30 скважин могут быть проведены в указанные интервалы допустимых отклонений только при условии применения искусственных отклонителей или технологических приемов, которые позволят изменить интенсивность искривления конкретной скважины и приблизить ее к проектной интенсивности типового или комбинированного профиля.

НЕКОТОРЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРИЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ КРИВИЗНЫ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН АЛМАЗНОГО БУРЕНИЯ

Представление о механизме искривления скважин, приведенное ранее, основывается на следующих факторах: компоновка колонкового снаряда под действием осевой нагрузки и центробежных усилий теряет свою прямолинейность и изгибается; нижняя часть изогнутой компоновки под влиянием ряда усилий, действующих на низ снаряда, ориентируется под некоторым углом к оси скважины. Это приводит к периодическому вращению низа изогнутой компоновки вокруг собственной оси, не совпадающей с осью скважины, в результате чего происходит пространственное искривление ствола скважины.

При бурении направленных скважин необходимость изменения интенсивности их искривления может возникать в двух противоположных случаях: интенсивность естественного искривления скважин либо меньше, либо больше проектной. В соответствии с этим и технологические приемы регулирования кривизны скважин алмазного бурения будут различаться.

Интенсивность естественного искривления больше проектной, т. е. $i_e > i_{пр}$. В соответствии с приведенным представлением о механизме естественного искривления скважин снижение интенсивности их искривления, по нашему мнению, должно основываться на предупреждении возможности изгиба компоновки колонкового снаряда и вращения его нижней изогнутой части вокруг собственной оси, не совпадающей с осью скважины.

Предупреждение потери прямолинейности компоновки колонкового снаряда может быть достигнуто:

— за счет увеличения жесткости колонковых труб или компоновки снаряда;

— совмещения оси по всей длине колонкового снаряда с осью скважины (уменьшения стрелы прогиба труб).

Сокращение интенсивности искривления скважин в сравнительно однородных, слабо перемежающихся изотропных и анизотропных породах достигается применением удлиненных колонко-

ных труб, постановкой в верхней части колонковой трубы центри-
тора, а над алмазной коронкой — алмазного расширителя, приме-
нением центрированных двойных колонковых труб.

В сильно перемежающихся анизотропных породах применение
удлиненных колонковых труб не приводит к снижению интенсив-
ности искривления скважин. Это объясняется тем, что на контактах
перемежающихся пород нижняя часть изогнутой трубы вращается
вокруг оси, не совпадающей с осью скважины, поэтому интенсив-
ность искривления скважины независимо от длины трубы будет
определяться лишь углом перегиба ее нижней изогнутой части.
Некоторое увеличение жесткости компоновки колонкового спа-
рира и снижение угла его перегиба в скважине может быть полу-
чено при использовании труб повышенной толщины или замене
стандартных колонковых труб двойными колонковыми трубами.

Применение толстостенных утяжеленных буровых труб, кото-
рые устанавливаются над стандартной колонковой трубой, как
показывает опыт, во многих случаях не оказывает существенного
влияния на изменение интенсивности искривления скважин, так
как набор крутизна определяется изгибом колонковой трубы.
Так, при проведении Л. С. Первеевым и В. В. Пором (ИМР)
опытных работ в Донбассе использовался колонковый набор, со-
стоящий из утяжеленных буровых труб повышенной жесткости
(трубы $\varnothing 73$ мм соединены замками $\varnothing 74-75$ мм) и удлиненной
колонковой трубой с центрирующим переходником в ее верхней
части. Однако интенсивность искривления ствола скважины на
интервале бурения данным набором составила $4,7^\circ$ на 100 м (выше
допустимых пределов). По нашему мнению, постановка в этом
случае колонковой трубы длиной не более длины полувоины позво-
лит бы снизить интенсивность искривления. Изменение длины по-
лувоины в зависимости от осевой нагрузки и размеров колонко-
вых труб показано в табл. 14 [46].

Эти данные показывают, что фактическая длина полувоины
труб, как правило, меньше их длины, определенных расчетным пу-
тем. В частности, для формулы Г. М. Саркисова при определении
длины полувоины труб $\varnothing 73$ мм Л. С. Первеев и В. В. Пор реко-
мендуют поправочный коэффициент, равный 0,8—0,7.

Таблица 14

ЗАВИСИМОСТЬ ДЛИНЫ ПОЛУВОИНЫ ОТ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ

Типоразмер колонковых труб, мм	Осевая нагрузка, втс	Длина полувоины в габа, м
80-80	500—600	4,0—4,5
80-80	800—1200	2,0—2,5
108-108,2 (стандартная)	800—1200	3,0—4,0
108 (утолщенная)	800—1000	3,6
108 (удвоенная)	500	2,0—3,0

Совмещение оси колонкового снаряда с осью скважины достигается постановкой центриатора в вершине полушарообразной колонковой трубы. В этом случае укороченная нижняя часть колонковой трубы при тех же параметрах режимов бурения сохранит свою прямолинейность, а центриатор резко сократит возможный угол перекоса этой части трубы с осью скважины, что приведет к снижению интенсивности искривления скважины. При проведении ВИТР в 1963—1969 гг. опытных работ на месторождениях Каражал, Хибини и т. д. было установлено, что для стандартных колонковых труб при средних величинах параметров режимов бурения вершина полушарообразной находится на расстоянии 2,2—2,6 м (\varnothing 73 мм) и 1,9—2,3 м (\varnothing 57 мм). Это подтверждается приведенными в гл. 2 расчетами.

При использовании центрированных компоновок с колонковыми трубами указанных длин интенсивность искривления скважины резко снижалась. Так, при бурении более чем двухсотметрового интервала скв. 878 (\varnothing 76 мм) Каражалского месторождения (Центральный Казахстан) интенсивность зенитного искривления находилась в пределах 1° на 100 м, а при использовании стандартной нецентрированной компоновки она составляла уже $3-5^\circ$ на 100 м. Состав компоновки: алмазная коронка, колонковая труба 2,0—2,5 м; центриатор 0,4—0,5 м \varnothing 75,8 мм. При бурении 220 м (94 рейса) скв. 655 в Хибинах (\varnothing 59 мм) центрированной компоновкой, состав которой был дополнен также алмазным расширителем, величина зенитного и азимутального угла практически оставалась неизменной, в то время как переход на бурение нецентрированной удлиненной компоновкой (5,2—7,3 м) вызвал изменение зенитного и азимутального углов этой скважины соответственно на $3,5$ и 12° на интервале 75 м (средняя интенсивность искривления алмазных скважин на месторождении $4-5^\circ$ на 100 м).

Постановка алмазного расширителя над алмазной коронкой позволяет дополнительно центрировать низ колонковой трубы и предотвращает проскальзывание коронки по контакту пород, а также раздавливание и интенсивный износ подрезных алмазов о стенку скважины. Кроме того, ликвидируются многочисленные локальные перегибы ствола и он становится более прямолинейным. Поэтому при применении двойных колонковых труб в их состав также следует включать алмазный расширитель, а верхнюю часть центрировать. При бескерновом бурении алмазными и шарошечными долотами для сокращения интенсивности искривления скважин могут быть использованы конструкции алмазных фрезеров, предложенные в 1969 г. Б. Е. Стебловым и И. М. Юдборовским для проработки искривленных интервалов скважины. Фрезеры должны быть дополнены центриаторами — алмазными расширителями над долотом, а в верхней части компоновки армированы твердым сплавом до диаметра долота [муфта 6 (рис. 50, а) и переходник 7 (рис. 50)].

Снижение интенсивности искривления алмазных скважин в Донбассе было получено Л. С. Первеевым и другими при использовании компоновок снарядов близких конструкций. В Ингулецкой геологоразведочной экспедиции треста Кривбассгеология для центрирования колонкового набора по всей длине колонковой трубы секциями наварились точки и небольшие полосы высотой в пределах диаметра породоразрушающего инструмента. Бурение такими компоновками позволило снизить интенсивность искривления скважин в 2—2,5 раза.

На практике для снижения интенсивности зенитного искривления скважин алмазного бурения иногда применяют удлиненные

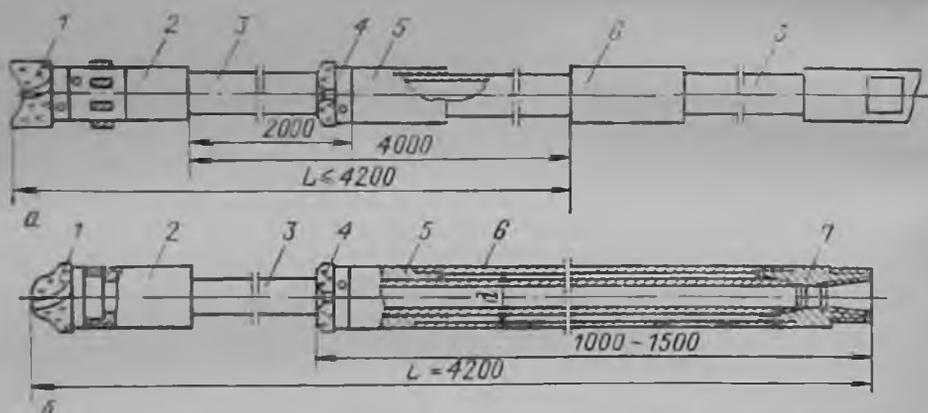


Рис. 50. Конструкции жестких снарядов (по Б. Е. Стеблову, И. М. Юдбровскому).

а — с центрирующей муфтой: 1 — долото алмазное (шарошечное); 2 — переходник; 3 — труба бурильная; 4 — коронка алмазная; 5 — подкоронник; 6 — центрирующая муфта (с алмазным расширителем). б — с центрирующей трубой: 1 — долото алмазное (шарошечное); 2 — переходник; 3 — труба бурильная; 4 — коронка алмазная; 5 — подкоронник; 6 — труба; 7 — переходник-центратор, армированный твердым сплавом.

(сдвоенные) колонковые трубы. Ранее было показано, что удлинение труб приводит к увеличению числа полувольт, образующихся при их деформации. Поэтому использование удлиненных труб лишь в однородных изотропных, слабо анизотропных породах может снизить интенсивность искривления скважин, так как такие удлиненные трубы более устойчиво вращаются (окатываются) вокруг оси скважины. Наоборот, в сильно анизотропных и особенно перемежающихся породах их применение приводит к увеличению интенсивности искривления скважины при тех же величинах параметров режимов бурения (например, искривление скв. 655 в Хиблах).

Сокращение осевой нагрузки может привести к снижению интенсивности искривления, если при этом происходит увеличение длины полувольты изогнутой колонковой трубы. Например, снижение осевой нагрузки на снаряд алмазного бурения от 800—1000 (интенсивность $4,7^\circ$ на 100 м) до 300—400 кгс (интенсивность $1,9^\circ$ на 100 м) обеспечило снижение интенсивности искривления сква-

жицы в 2,5 раза [46]. (В общем случае повышение осевой нагрузки на колонковый снаряд в среднем в 2 раза приводит к сокращению длины полуволны трубы примерно на 5—10%, а количество оборотов в 2 раза — примерно на 5%.) Использование такой зависимости в некоторых случаях является практически оправданным, так как некоторое снижение механической скорости бурения позволяет предотвратить значительные работы по исправлению или даже дополнительному бурению скважины или части ее ствола.

Разработка методов, позволяющих предотвратить вращение нижней изогнутой части колонкового снаряда вокруг собственной оси (а не вокруг оси скважины), является второй частью задачи сокращения и регулирования кривизны скважин. При этом наряду с сокращением угла перегиба изогнутой части колонкового снаряда предусматривается обеспечение таких условий его вращения, чтобы оно происходило преимущественно вокруг оси скважины, т. е. снаряд окатывался (обращался) по стволу скважины без сколько-нибудь длительных стабильных вращений вокруг собственной оси, не совпадающей с осью скважины.

Ранее нами было показано, что при проходке анизотропных, перемежающихся пород разной твердости при пересечении их контакта на низ колонкового снаряда действует ряд усилий, достигающих значительных величин. Это приводит к ориентации низа снаряда в направлении действия этих усилий. При этом коронка и низ снаряда прижимаются к стенке скважины, что приводит к росту затрат мощности при пересечении контакта (см. рис. 4).

Следовательно, для того чтобы обеспечить большую вероятность вращения колонкового снаряда именно вокруг оси скважины, необходимо сократить степень влияния всех внешних сил, действующих на низ снаряда. Так, снижение осевой нагрузки приводит не только к увеличению длины полуволны изогнутой колонковой трубы, но и к снижению отклоняющего усилия (см. рис. 5), действие которых определяет ориентацию изогнутого низа колонковой трубы в пространстве. Изменение указанных параметров приводит к снижению интенсивности искривления скважин, как это показано на приведенном ранее примере.

Эффективным средством снижения интенсивности естественного искривления скважин является также повышение скорости вращения бурильной колонны. Так, интенсивность искривления ряда скважин, пробуренных станками типа СБА-500 и СБА-800 на участках месторождений районов Печенги и Хибин, оказалась в среднем на 20—45% меньше по сравнению со скважинами, пробуренными на этих же участках станками ЗИФ-650 и ЗИФ-1200. При бурении скважин в первой группе скорости вращения бурильной колонны в среднем были в 1,4—2,0 раза больше, чем во второй. Еще более заметным снижением интенсивности искривления оказывалось при одновременном увеличении скоростей вращения колонны и при ее смазке антивибрационными материалами. При

равных параметрах режимов бурения снижение интенсивности искривления скважины достигало 20—25%.

Таким образом, несмотря на то, что при увеличении скоростей вращения длина полуволны изогнутой колонковой трубы систематически сокращается, тем не менее интенсивность искривления скважин снижается. По нашему мнению, это является следствием именно того, что изогнутая компоновка колонкового снаряда в большей мере окатывается вокруг оси скважины, а периоды ее вращения вокруг собственной оси сокращаются, а при применении антивибрационных смазок и эмульсий, кроме того, также и большей стабилизацией колонкового снаряда в скважине, приближением его оси вращения к оси скважины и уменьшением угла перекоса снаряда в стволе.

Необходимо отметить, что ряд зарубежных фирм, ведущих бурение на месторождениях США, Канады и других стран, для корректировки сравнительно небольших отклонений также рекомендует метод «низкая нагрузка — высокие числа оборотов колонны». Однако этот метод приводит к снижению механических скоростей бурения. Для повышения скоростей бурения рекомендуется очистку забоя от шлама производить не промывочной жидкостью или глинистым раствором, а использованием воздушной продувки. Отсутствие большого гидростатического давления на породы забоя позволяет осуществлять эффективное бурение со значительно меньшими осевыми нагрузками.

Фирма Кристенсен (Швеция) в 1969 г. отмечала, что увеличился спрос на алмазный инструмент, у которого конфигурация породоразрушающей матрицы специально предусмотрена для его самостабилизации при бурении. Конструктивно это выражается в наличии в центральной части долота выступающего конуса с наклоном его стенок под углом 40° . Это обеспечивает центрирующий эффект, удерживающий долото от бокового смещения в результате последовательного прохождения контакта пород направляющим конусом при центрировании основного корпуса долота, а затем основным корпусом при его удержании конусом.

Следует отметить, что аналогичное предложение с целью снижения интенсивности искривления скважины при твердосплавном бурении сделал Л. С. Баханович в 1958 г. (трест Луганскгеология), предложив использовать для этого коронки с конусными резами (конусность к центру под углом $50-60^\circ$). Полевые испытания, проведенные автором, а затем Ю. Л. Боярко, подтвердили целесообразность этого предложения.

Следовательно, для снижения естественного искривления скважин при алмазном бурении необходимо разработать конусные алмазные коронки и долота, а также специальные алмазные центраторы — усиленные расширители, которые, кроме того, позволяют снизить расход алмазов и повысить стойкость коронок и долот на 20—25%. Для стабилизации направления скважин алмазного бурения, а также расширения и проработки интервала сильно

искривленного ствола (например, после отбуривания от извлекаемого клина) Ю. Т. Морозовым в 1967 г. предложена конструкция жесткого снаряда с использованием эффекта стабилизации его нижнего звена в скважине (рис. 51) за счет последовательного трехступенчатого разрушения пород на забое при использовании серийных алмазных коронок и долот.

Эффективным средством снижения интенсивности искривления скважин алмазного бурения является также применение несбалансированного тяжелого низа, устанавливаемого над колонковым снарядом. Применение такого низа как бы вынуждает бурильную колонну окатываться вокруг оси скважины со скоростью ее вращения; при этом виде движения бурильной колонны и при достаточной ее массе исключаются ориентация низа колонкового снаряда в направлении действия геологических факторов и его вращение вокруг собственной оси, не совпадающей с осью скважины. Это достигается изменением формы поперечного сечения тяжелого низа таким образом, чтобы его жесткость на изгиб в направлении главных осей сечения была неодинакова. Это будет вызывать дополнительные затраты энергии на изгиб трубы в плоскости наибольшего сопротивления изгибу (в плоскости ребра), в то время как для труб круглого сечения в любой плоскости затрачивается одинаковая работа. Поэтому чем больше жесткость некруглой трубы на изгиб, тем больше будут затраты энергии для вращения колонны вокруг собственной изогнутой оси и тем более вероятным будет вращение такой трубы вокруг оси скважины со скоростью вращения бурильной колонны [55].

Сотрудниками Северо-Западного территориального геологического управления и КазИМСа при бурении ряда геологоразведочных скважин малых диаметров на месторождениях Карелии и Кольского полуострова испытывались утяжеленные бурильные трубы некруглого (трехгранного) сечения. Эта конструкция позволила снизить интенсивность искривления скважин в 6 раз по сравнению со стандартной компоновкой и в 1,9 раза по сравнению с жесткой компоновкой с плавающими центраторами. Тем не менее

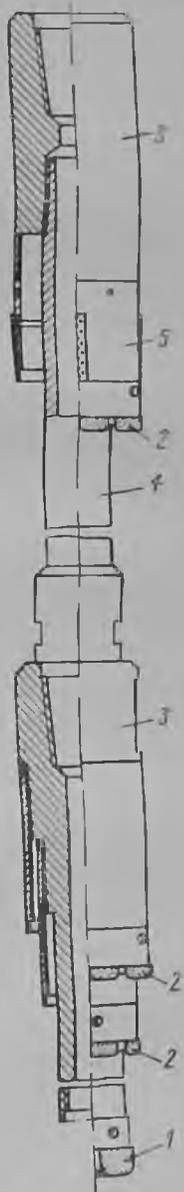


Рис. 51. Схема жесткого ступенчатого снаряда со стабилизацией.

1 — долото; 2 — алмазные коронки; 3 — корпус; 4 — бурильная труба; 5 — алмазный расширитель.

вращательности, обеспечивая возможность ориентирования боковой скважины в $20-30^\circ$ на 100 м. Тем самым, при одинаковой длине скважины обеспечивается возможность бурения боковой трубы длиной, в несколько раз превышающей диаметр скважины. При бурении скважины в склоне, скважинная порода содержит значительное количество деформированной трубы, а в местах разрывов скважины деформированная боковая скважина имеет предельную трубу скважины, что в результате приводит к тому, что боковая скважина имеет боковую трубу скважины.

Поскольку при этом метод бурения с искривлением скважины вызывает значительную нагрузку буровой колонны, повышенный расход электроэнергии и бурового оборудования и не всегда обеспечивается экономически оправданным.

Исследованиями установлено, что при увеличении искривления скважины меньше проективной, т. е. $k < 1$. Увеличение искривленности скважины может быть достигнуто в результате перехода на меньший диаметр бурения. В табл. 2 было показано, что при алмазном бурении такой переход приводит к увеличению интенсивности зенитного искривления в среднем на $20-35\%$. Эта же цель может быть достигнута применением компоновки с шарниром, собранным таким образом, чтобы в скважине они имели заданный перегиб. Наиболее проста обычная компоновка с алмазным расширителем, который является промежуточной точкой опоры, в результате чего алмазная коронка имеет некоторое смещение к внешней стенке скважины. Однако дополнительный набор кривизны имеет место только в случае, когда перегиб совпадает по направлению с естественным искривлением, а верхняя часть компоновки не имеет центриатора. Например, на некоторых участках месторождения Печенги интенсивность зенитного искривления алмазных скважин, пройденных при применении расширителей, оказалась в $1,2-1,3$ раза больше по сравнению со скважинами, пройденными без расширителей. При использовании расширителей в однородных породах, особенно при центрировании компоновки, обычно происходит снижение интенсивности зенитного искривления.

Более стабильные результаты могут быть получены при применении специальных шарнирных и ступенчатых компоновок. Как шарнирные, так и ступенчатые компоновки обеспечивают удовлетворительные результаты по увеличению интенсивности искривления скважин в основном только при совпадении направления действия компоновки и естественного искривления. Так, при использовании одно- и двухшарнирных компоновок на скв. 654 в Хибинах вместо проектного выполаживания произошло выкручивание скважины в направлении естественного искривления с интенсивностью 1° на 14 м и 2° на 20 м.

Ступенчатая компоновка при совпадении направления ее действия с естественным искривлением может использоваться в скважинах с зенитными углами $3-5^\circ$, а при несовпадении — только

в скважинах с зенитными углами более 15—20°. Существуют компоновки нескольких видов: с опорой на коронку и с промежуточной опорой [60], шарнирные с гибким звеном и др.

Компоновка с опорой на коронку состоит из породоразрушающего инструмента и колонковой трубы меньшего диаметра (см. рис. 22, 52). В качестве породоразрушающего инструмента могут быть использованы комбинированные алмазные коронки ВИТР, имеющие увеличенную по ширине матрицу (например, 76/42 и 59/31 мм), две стандартные алмазные коронки смежных диаметров (например, 76 и 59 мм и 59 и 46 мм) на специальном переходнике (см. рис. 23), шарошечные долота. При бурении коронками \varnothing 76 мм компоновка соединяется с бурильными трубами шарниром \varnothing 57 мм; при бурении коронками \varnothing 59 мм — либо шарниром \varnothing 42 мм, либо трубой \varnothing 42 мм. Компоновку этого вида предпочтительнее применять только для усиления естественного выполаживания скважин. Другие компоновки применяются в основном в сочетании с отклоняющими снарядами (см. ниже).

Компоновка с промежуточной опорой состоит из двух отрезков колонковых труб, соединенных между собой промежуточной муфтой или ниппелем, которые служат опорой и позволяют поднять породоразрушающий инструмент над лежащей стенкой скважины. Диаметр труб на один размер меньше по сравнению с диаметром коронки. Целесообразнее применять муфтовое соединение, сохраняющее постоянным внутренний диаметр компоновки, а интервал бурения с отбором керна может быть равным всей длине данной компоновки. В скважинах \varnothing 76 и 59 мм диаметры муфт соответственно 75—74 и 58—57 мм, длина 130—140 мм. Муфта устанавливается от коронки на расстоянии $\frac{1}{3}$ или $\frac{1}{4}$ всей ее длины. Компоновка данного вида в меньшей степени зависит от естественного искривления и более надежно обеспечивает расчетный набор кривизны. Осевую нагрузку и скорость вращения колонны на первых метрах бурения (примерно в пределах длины компоновки) рекомендуется снижать примерно в 1,5 раза по сравнению с обычным режимом. Это ограничение связано с необходимостью предотвращения опрокидывания компоновки (чтобы шарнир постоянно находился на лежащей стенке, так как при его перемещении к верхней стенке будет происходить выкручивание скважины).

При проведении ВИТР производственных испытаний шарнирных компоновок с промежуточной опорой в Лейвойвинской геологоразведочной партии Северо-Западного территориального геологического управления и Западно-Харелакской геологоразведочной партии Красноярского территориального геологического управления были получены удовлетворительные результаты по набору кривизны данными компоновками. Так, по скв. 682, 686 и другим (СЗТГУ) на ряде интервалов длиной от 10 до 12 м набор кривизны составил от 1,35 до 3,4°. Положительные результаты вызывают необходимость проведения дальнейших работ с компоновками подобного типа, так как при их использовании наряду

с выбором кривизны обеспечивается сохранение механической скорости и производительности бурения.

Приведенные зависимости, которые можно назвать технологическими приемами регулирования кривизны скважин, являются основой для разработки методов моделирования таких видов вращения буровой колонны и подбора компоновок колонковых снарядов, которые наиболее оптимальны для управления пространственной искривлением скважины в процессе ее бурения.

На многих месторождениях, особенно группы А (табл. 1), вероятность проведения направленных и многоствольных скважин строго по проектному профилю невелика и регулирование их кривизны технологическими приемами не всегда оказывается успешным. Это вызывает необходимость применения искусственных отклонителей, что в ряде случаев приводит к большим дополнительным работам и снижению производительности бурения скважин.

Вместе с тем в ряде случаев вероятность проведения скважин в заданные пункты разведочной сети может быть намного повышена, если их бурение осуществлять комбинированным способом, т. е. на разных интервалах ствола применять разные виды бурения, характеризующиеся различными типами и интенсивностями искривления скважин. В частности, при бурении скважин гидроударным способом их искривление обычно меньше по сравнению со скважинами, пройденными дробовым и алмазным способами. Эти результаты были получены на месторождениях Центрально-Казахстанского, Западно-Сибирского и других территориальных геологических управлений.

В настоящее время на производстве применяются гидроударные машины Г-7 с наружным диаметром 70 мм, что позволяет осуществлять бурение отдельных интервалов скважины гидроударниками и алмазными коронками. Параметры режимов гидроударного бурения невысоки по своим величинам, что в большей степени обеспечивает прямолинейность их колонкового набора (табл. 15, по Е. Л. Лиманову и А. С. Латышову [23]).

Искривление скважин в процессе бурения вызывается двумя группами факторов: технологическими и геологическими. Под первыми подразумеваются все факторы, связанные с видом бурения

Таблица 15

ПАРАМЕТРЫ РЕЖИМОВ

Категория пород по буримости	Величина удельной энергии удара, кгс·м/см	Расстояние между ударами на забое, мм	Скорость вращения снаряда, об./мин	Осевая нагрузка, кгс
VI—VII	1	13—20	100—150	1000—600
VIII—IX	1—1,5	7—10	70—40	600—400
X	1,5—2,0	5—6	30—40	200—300
XI	2,2—2,5	4—5	20—30	200—300

и способом (механизмом) разрушения среды (пород забоя), под вторыми — факторы, связанные с физико-механическими свойствами разрушаемой среды, в которой бурят скважину.

Сокращение интенсивности набора кривизны при гидроударном бурении можно объяснить двумя причинами. Первая причина — снижение влияния технологических факторов, играющих большую роль в искривлении скважин. Так, при бурении дробью действие технологических факторов сводится к неравномерному разрушению забоя в основном из-за неравномерного распределения дробей и усилий по его поверхности. Ликвидация неравномерного разрушения поверхности забоя и увеличения жесткости компоновки бурового снаряда должны приводить к сокращению интенсивности искривления скважин.

При бурении гидроударником его компоновка (при условии отсутствия изгиба в шлицевом соединении) имеет большую жесткость по сравнению с компоновкой снаряда алмазного бурения, а осевые нагрузки и количество оборотов колонны меньше (табл. 15). В результате более жесткая и менее нагруженная компоновка с гидроударной машиной будет более центрированной и прямолинейной по сравнению с компоновкой снаряда алмазного бурения.

Вторая причина — нейтрализация влияния геологических факторов искривления, которые на месторождениях с большой перемежаемостью пород имеют преобладающее значение. При вращательном бурении перемежающихся анизотропных пород разной твердости их разрушение в плоскости забоя происходит неравномерно, что создает ориентированный в одной плоскости перекосящий колонкового снаряда в скважине. Как уже упоминалось, при увеличении осевой нагрузки может произойти также изгиб колонковых труб, увеличивающий фактический угол перекосящего снаряда и интенсивность искривления скважины. Именно в этом случае искривление скважин происходит в результате совместного действия геологических и технологических факторов.

При ударно-вращательном (гидроударном) бурении действие разрушающего усилия реза коронки на площадь забоя (в том числе в породах значительной перемеваемости) весьма кратковременно (гидроударник наносит 1000—1200 ударов в минуту). Вследствие этого действие изгибающего момента в плоскости одного реза коронки на контакте пород различной твердости оказывается также весьма кратковременным, сменяясь мгновенным разрушающим действием следующего реза с одновременным возникновением изгибающего момента уже в плоскости последнего и т. д. Вследствие кратковременности действия изгибающих моментов, большей жесткости гидроударных компоновок и меньшей осевой нагрузки при этом виде бурения не может произойти постоянно ориентированного изгиба колонковой трубы. Оставаясь прямолинейной, при условии обязательной центровки и отсутствия изгиба в шлицевых соединениях, гидроударная компоновка

... бурение скважин с углом наклона до 11° на 100 м, при гидроударном бурении скважины могут искривляться по радиальному направлению (включая) при изменении угла наклона, поэтому при бурении скважин с углом наклона до 11° на 100 м рекомендуется применять гидроударную машину с диаметром наконечника 100 мм и диаметром гидроударника 100 мм.

Приведены три варианта компоновок гидроударной машины. Наиболее целесообразно применять при бурении скважин (до 5—11° на 100 м) при гидроударном бурении скважины искривляющиеся по радиальному направлению гидроударную машину (до 2—4° на 100 м), из этих фактов, что гидроударная машина работает по принципу



Рис. 32. Схема компоновки для направленного бурения с гидроударной машиной.

а — для искривления скважины, б — для выполаживания скважины.

отвода. Выпрямление (уменьшение зенитного угла) при гидроударном бурении происходит с большей интенсивностью в интервалах пород более мягких категорий по буримости, а в породах высоких категорий наблюдается выполаживание скважин. При равных геологических условиях наблюдается увеличение интенсивности искривления при уменьшении зенитных углов скважины. Это можно объяснить тем, что при небольших зенитных углах происходит постоянное внедрение коронки (или долота) в лежащую стенку скважины, а при углах, больших 30° , корпус гидроударника касается на лежащую стенку и внедрение коронки происходит не более чем на выпуск режцов по диаметру наконечника на интервале длины гидроударника.

Приведенный опыт бурения гидроударником интересен главным образом тем, что намечаются некоторые закономерности в характере искривления скважины, которые могут быть использованы при их направленном бурении. Для этого необходимо применять специальные компоновки (включающие в себя гидроударную машину), позволяющие проводить скважину в нужном направлении. Так, для искривления искривившихся скважин и возвращения их к проектному профилю можно рекомендовать компоновку, показанную на рис. 32, а, состоящую из твердосплавного долота 1 с минимально возможным выходом режцов по диаметру гидро-

ударника 2, секции утяжеленных буровых труб 3, шарнира 4, труб 5 со стабилизаторами 6, диаметр которых должен быть близок к диаметру долота 1. Для более интенсивного подрабатывания лежащей стенки выкручивание следует производить в интервале более мягких пород, неоднократно прорабатывая его подобной компоновкой.

Для выполаживания скважины можно рекомендовать компоновку, изображенную на рис. 50, б. Она состоит из твердосплавного долота 1 с минимальным выходом резцов по диаметру, гидроударника 2, на тело которого должна надеваться специальная муфта 3, поднимающая нижнюю часть гидроударника с долотом над лежащей стенкой скважины. В зависимости от разработки ствола скважины и места постановки муфты 3 по длине гидроударника набор кривизны можно регулировать. Над гидроударником устанавливаются шарнир 4, утяжеленные буровые трубы 5 со стабилизатором 6. Последний ставится только в верхней части утяжеленной буровой трубы.

Таким образом, в пределах месторождений со сложным геологическим строением, способствующим значительному естественному искривлению геологоразведочных скважин, вертикальность последних, а следовательно, и сохранение проектной плотности разведочной сети могут быть в большей степени обеспечены при бурении скважин гидроударными машинами, компоновка которых должна быть обязательно центрированной и прямолинейной. Применение специальных компоновок с включением в них гидроударных (или других ударно-вращательных) машин может обеспечить направленное бурение скважин в соответствии с расчетным профилем как при их выполаживании, так и при выкручивании. Глубокие разведочные скважины нужно бурить комбинированным способом: верхний интервал скважины (до 550—600 м) гидроударными машинами, нижний — алмазными коронками.

Значительное снижение интенсивности искривления скважин при использовании данной методики, рекомендованной ВИТР, позволило завершить разведку сложного месторождения Каражал в Центральном Казахстане (интенсивность зенитного искривления скважин алмазного бурения до 10° на 100 м) и обеспечило существенный экономический эффект [19]. Аналогичные результаты получены С. В. Шаровым и другими при разведке месторождений Горной Шории.

МЕТОДИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ИСКУССТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН

Постоянный рост потребления минерального сырья в СССР вызывает рост объемов геологоразведочных и в том числе буровых работ. При этом чем глубже залегает месторождение, тем более жесткие требования предъявляются к проведению скважин по их проектным профилям, в то время как вероятность их проведения

в пределах интервалов допустимых отклонений снижается и на многих месторождениях страны она, как показано выше, невелика. Поэтому на месторождениях групп А и Б (по анкетному опросу производственных организаций) практически все скважины глубиной более 300—500 м считаются направленными.

В 1970—1973 гг. удельный вес скважин глубиной 300—650 м составил 26—22%, глубиной 651—1200 м 13—12% и свыше 1200 м 6,4—7,1%, т. е. их суммарная доля в общем объеме бурения достигает более 40%, или примерно 13 000 скважин.

Глубокие скважины бурят в основном в горных породах средних и высоких категорий по буримости, и поэтому не только перебуривание, но и искусственное искривление может заметно удлинить время бурения и удорожить стоимость буровых работ. При бурении направленных и многоствольных скважин, когда они проводятся по проектному профилю при использовании специальных отклонителей, технология искусственного искривления скважин может существенно различаться в зависимости от применяемого отклонителя, и поэтому имеет большое значение распространение наиболее эффективных технологических вариантов. В гл. 3 были показаны наиболее перспективные, по мнению автора, конструкции отклонителей различных групп. В соответствии с приведенным выбором будут даны варианты наиболее эффективных технологий искусственного искривления направленных и многоствольных скважин.

Технология искусственного искривления скважин отклоняющими снарядами клипового типа. При использовании отклоняющих снарядов — извлекаемых клипьев однократного действия любой конструкции — в каждом цикле искусственного искривления отбуривают лишь одну пилот-скважину уменьшенного диаметра. После выполнения этой операции снаряд извлекают. Набор кривизны в результате выполнения названной операции этими снарядами практически одинаков — 1—1,5°. Затем следуют расширение пилот-скважины, 1—3 рейса шарнирными компоновками для дальнейшего набора кривизны и 2—3 рейса укороченными колонковыми наборами для ликвидации перегибов и проработки искривленного ствола на интервале искусственного искривления.

Методика искусственного искривления направленных и многоствольных скважин, при которой в технологический цикл искривления для увеличения набора кривизны включаются рейсы бурения специальными шарнирными компоновками, была разработана лабораторией направленного бурения ВИТР, и затем этот технологический прием был включен в цикл искусственного искривления скважин при использовании всех перечисленных в гл. 3 снарядов — извлекаемых клипьев.

Возможность набора кривизны при постановке снаряда, равной в среднем 1—1,5°, не позволяет экономически эффективно проводить направленные и многоствольные скважины в геологических

условиях, когда естественное искривление превышает примерно 5° на 100 м. В этих условиях даже для удержания ствола скважины от искривления приходится выполнять много поставок снарядов, что приводит к большим затратам времени и средств и снижает производительность бурения. В связи с этим в ВИТР была разработана технология искусственного искривления скважин, в которой для увеличения набора кривизны в цикле искривления применяются одношарпирные компоновки с опорой на коронку (см. рис. 22). Обычно работа таких компоновок недостаточно устойчива в связи с тем, что шарпир ненадежно прижимается к лежащей стенке скважины (из-за небольшой величины составляющей веса колонковой трубы и части бурильной колонны) и может окатываться по всему диаметру ее ствола.

В технологическом варианте искривления, когда бурением пилот-скважины шарпирной компоновке задано первоначальное направление, устойчивая работа компоновки и дополнительный набор ею кривизны будут определяться положением шарпира относительно интервала перегиба ствола. В этом случае на шарпир будет действовать составляющая осевой нагрузки, которая возникает, если ось компоновки ниже шарпира будет расположена под углом к оси бурильных труб, находящихся выше шарпира.

Величина указанной составляющей, прижимающей шарпир к лежащей стенке скважины, определяется зависимостью [60]

$$F = P \operatorname{tg}(\theta_0 + \gamma), \quad (40)$$

$$\gamma = \arcsin(D - d)/2L, \quad (41)$$

где P — осевая нагрузка, кгс; θ_0 — набор кривизны, полученный в результате бурения пилот-скважины от отклоняющего снаряда, градус; γ — угол перекаса шарпирной компоновки в стволе скважины, градус; D — наружный диаметр породоразрушающего инструмента, м; d — наружный диаметр шарпира, м; L — длина компоновки, м.

Изменяя длину пилот-скважины и место расположения шарпира (т. е. длину компоновки) относительно перегиба ствола, можно определить наиболее эффективные конструктивные варианты и последовательность применения компоновок, обеспечивающих заданный дополнительный набор кривизны для конкретных геологических условий. Определить набор кривизны шарпирными компоновками можно на основании дифференциального уравнения, составленного И. М. Юдборовским [60]:

$$(d\alpha)/(dl) = (1/L)\alpha(l) - (1/L)\alpha(l - L), \quad (42)$$

где α — угол наклона оси компоновки к вертикали, градус; $d\alpha$ — приращение угла наклона кривой, образуемой нижней точкой долота с вертикалью, градус; dl — функция от длины ствола l , т. е. угол искривления скважины, зависящий от длины ствола l ; $\alpha(l - L)$ — функция длины ствола l с запаздыванием на длину

компоновки L , т. е. угол искривления скважины, по которому скользит верхняя точка B опоры компоновки — ее шарнир — при перемещении в точку B_2 (породоразрушающий инструмент из точки M в точку M_1); l — удаление точки измерения угла от начала участка искривления, м; L — длина компоновки AB до перегиба шарнира, м.

Угол α измеряется в плоскости искусственного искривления скважины от касательной к стволу в заданной точке до продолжения оси ствола на глубине постановки отклоняющего снаряда (рис. 53). При постановке последнего на выполаживание или выкручивание $\alpha = 0$, где θ — зенитный угол скважины. На основе

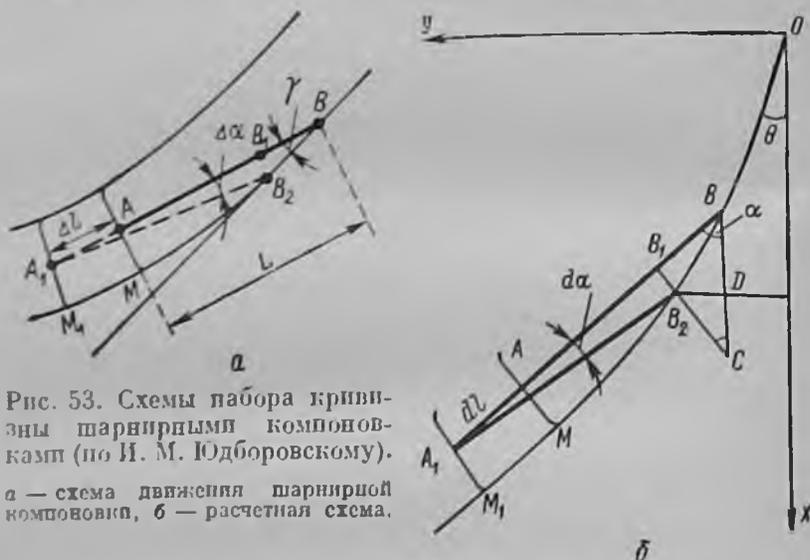


Рис. 53. Схемы набора кривизны шарнирными компоновками (по И. М. Юдборовскому). а — схема движения шарнирной компоновки, б — расчетная схема.

указанной зависимости было отработано несколько технологических вариантов искусственного искривления скважин применительно к различным геолого-техническим условиям бурения, характеристика которых приведена в табл. 16. [Длины шарнирных компоновок принимаются от торца коронки (долота) до перегиба шарнира.]

Выбор технологического варианта определяется крепостью пород, и набор кривизны за цикл должен быть тем меньше, чем больше категория пород по буримости в связи со значительными трудностями проработки и ликвидации резких локальных перегибов стволов. Последовательное применение ряда шарнирных компоновок увеличивающейся длины не только увеличивает набор кривизны на интервале искусственного искривления, но и обеспечивает постепенное снижение кривизны ствола от резкого перегиба скважины в месте постановки снаряда к профилю равномерной невысокой кривизны, что позволяет спускать в скважину стандартный колонковый набор.

Указанные в табл. 16 технологические варианты искусственного искривления скважин широко опробованы на многих место-

Таблица 16

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВАРИАНТЫ ИСКУССТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН

Вариант	Категория пород по буримости	Длина рейса/компоновки, м			Расчетная формула	Длина штифта с проработкой, м	Набор кривизны, градус	
		1	2	3			всего	на 1 м
I	VIII—X	1/1,3	2/2,3	—	$\alpha = \theta_0 + 2,82\gamma$	10	2,5	0,25
III	VIII—X	1/1,3	2/2,3	3/3,3	$\alpha = \theta_0 + 2,96\gamma$	13	2,7	0,20
II	X—XI	2/2,3	3/3,3	—	$\alpha = 0,77\theta_0 + 3,5\gamma$	12	1,7	0,14
V	X—XI	1/2,3	2/2,3	3/3,3	$\alpha = 0,5\theta_0 + 4,85\gamma$	13	1,9	0,15
IV	VII—IX	1/1,3	1/1,3	2/2,3	$\alpha = \theta_0 + 4,9\gamma$	11	3,8	0,35
VI	VII—IX	1/1	1/1,3	2/2,3	$\alpha = \theta_0 + 4,9\lambda$	9	3,8	0,45

Примечание. В вариантах I—V длина пилот-скважины 1,3 м, проработка отвала колонковыми наборами длиной 1, 2, 3 м; в варианте VI длина пилот-скважины 0,85—1 м, проработка наборами 1, 2, 2 с алмазным расширителем.

рождениях Карело-Кольского региона (Хибины, Ковдор — Ена и др.), Норильска, Дальнего Востока (Комсомольский район), Южного Урала, Болгарии и др.

Фактические средние наборы кривизны на цикле искусственного искривления скважины при применении разных технологических вариантов:

- 1) варианты I и III примерно $2,1—2,9^\circ$;
- 2) варианты II и V примерно $1,5—1,9^\circ$;
- 3) вариант VI примерно $3,35 \pm 0,5^\circ$.

В качестве примера приведем описание I, II и VI технологических вариантов.

1. Вариант I применяют при искусственном искривлении скважин в горных породах средней крепости (до IX, реже до X категории по буримости). После постановки на забой отклоняющего сваряда типа СО конструкции ВИТР (или другой) и отбуривания пилот-скважины на интервале 1,3 (или 1,0 м — бескерновый вариант) и расширения пилот-скважины ступенчатым расширителем РС * в скважину опускают шарнирную компоновку.

1-й рейс: длина компоновки от торца коронки до перегиба шарнира 1,3 м; длина рейса при бескерновом бурении алмазным или шарошечным долотом 1 м, при бурении комбинированной коронкой (после проходки «кармана» длиной 0,25 м) 0,75 м.

2-й рейс: длина шарнирной компоновки 2,3 м; длина рейса при бескерновом бурении 2 м, при бурении комбинированной коронкой 1,7—2,0 м.

После этого скважину последовательно прорабатывают в процессе бурения одно-, двух- и трехметровыми колонковыми наборами с серийными алмазными коронками. Метровый и двухметровый

* Технология этих операций подробно изложена в других работах [1, 44].

затраты времени на цикл. Поэтому целесообразнее совмещать эту операцию с одновременной проработкой ствола и набором кривизны при последующем бурении. Это может быть выполнено при использовании ступенчатого снаряда (см. рис. 51), если в его центральную часть (трубу 4) ввести универсальный шарнир, и тогда данный снаряд будет работать как шарнирная компоновка. Вторым «узким» местом в цикле искривления является проработка ствола одно-, двух- и трехметровыми колонковыми наборами интервала искусственного искривления, которая не всегда оказывается достаточно удовлетворительной. Улучшение проработки достигается при включении в состав набора длиной 1 м (второй рейс) алмазного расширителя, а затем в набор длиной 2 м (третий рейс) трех расширителей через 1 м (Хибины, 1968 г.). Лучшие результаты были получены при использовании жесткого снаряда, показанного на рис. 51, а также жесткого расширителя близкой конструкции, армированного твердым сплавом (нижнее конусное звено длиной 0,5 м армируется полностью с выходом твердого сплава из тела не более 0,5 мм, верхнее — в нижней и верхней частях; звенья изготавливают из утяжеленных бурильных труб или ударных штанг, между ними отрезок трубы 0,5—0,7 м). Проработка указанными снарядами интервала искривления скважины при медленной подаче бурильной колонны вниз позволяла в течение одного рейса полностью уничтожить перегибы ствола и осуществлять бурение стандартным колонковым набором. При использовании указанной технологии проработки ствола искусственное искривление осуществлялось по VI технологическому варианту с набором кривизны до $3,5\text{--}4,0^\circ$ на цикл и до $0,5^\circ$ на 1 м в целом по интервалу искусственного искривления скв. 656 (Хибины).

Дальнейшие усовершенствования методики и технологии набора кривизны при работе шарнирными компоновками были выполнены В. Г. Вартыкяном, И. М. Юдборовским и другими при бурении направленных скважин на Октябрьском месторождении Норильска и О. И. Шерстюком при направленном бурении глубоких (до 2000 м) поисковых скважин на Печенге (Кольский полуостров) в период 1968—1972 гг. Основная цель этих работ — обеспечить высокую стабильность наборов кривизны и снизить затраты времени на 1° искусственного искривления. Поскольку набор кривизны определяется углом перекоса шарнирной компоновки в скважине и возможностью постоянного сохранения этого перекоса при бурении, для обеспечения строго определенного положения шарнира в скважине при бурении интервала искусственного искривления О. И. Шерстюк использовал конструкцию шарнирной компоновки со стабилизатором (рис. 54). Этот путь совершенствования шарнирных компоновок наиболее простой и естественный, и поэтому такие же работы выполнялись и в других организациях [4].

Устройство состоит из собственно шарнирной компоновки и стабилизатора. В начале первого рейса собственно шарнирная

компоновка находится в пилот-скважине под углом к оси основного ствола, так как стабилизатор, находясь в основном стволе, выступающим штоком прижимает шарнир 3 к стенке скважины. Поэтому размеры стабилизатора, штока и трубы 2 должны быть строго согласованными. Для их определения О. И. Шерстюк предложил следующие расчетные формулы:

$$l_{шт} = \sqrt{2D - (d + d_1)R} - \sqrt{(D - d_1 + 2k)R}, \quad (43)$$

$$l_{ст} = \sqrt{(D - d_1 + k)2R} - \sqrt{(D - d_1 + 2k)R}, \quad (44)$$

где $l_{шт}$, $l_{ст}$ — длина штока и стабилизатора, м; l — длина компоновки от коронки до перегиба шарнира, м; D — диаметр скважины, м; d_1 — диаметр корпуса стабилизатора, м; d — диаметр шарнира, м; R — радиус кривизны скважины, м [см. формулы (3), (4)]; i — проектируемая интенсивность искривления, градус/м:

$$i = \frac{57,3(D - d)}{l^2}. \quad (45)$$



Рис. 54. Схема искривления шарнирной компоновки с верхним стабилизатором (а) и паддолотным стабилизатором (б).

1 — породоразрушающий инструмент; 2 — колющая труба; 3 — шарнир; 4 — выступающий шток; 5 — алмазная коронка; 6 — корпус стабилизатора.

Для стабилизации нижнего звена в скважине, особенно при постановках снарядов для искусственного искривления скважины против направления естественного искривления, в его состав был включен паддолотный стабилизатор. Его рекомендуется устанавливать на расстоянии $a \leq 0,2l$ от торца коронки. Применение последнего варианта компоновки обеспечило значительный набор кривизны и небольшие дополнительные затраты времени на 1° искусственного искривления (циклы 9—12), и особенно при использовании в качестве породоразрушающего инструмента шарошечных долот (циклы 13—15). Использование этих долот позволило

Таблица 17

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ИСКУССТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ
УСОВЕРШЕНСТВОВААННЫМИ ОТКЛОНЯЮЩИМИ СНАРЯДАМИ УСО

Цикл	Номер скважины	Диаметр бурения, мм	Глубина установки отклонителя, м	Проходка за цикл *, м	Набор кривизны, градус		Дополнительные затраты времени на 1° искривления, станко-час	Тип отклонителя	Породоразрушающий инструмент в компоновке
					всего	на 1 м *			
1	1852	76	661,0	4,5	3	0,67	5,2	СО-73	Алмазные коронки Ø 59, 76 мм
2	1852	76	800,7	4,4	3	0,68	4,0	СО-73	То же
3	1865	59	338,0	6,0	3,2	0,53	4,0	СО-57	То же, Ø 46, 59 мм
4	1889	76	134,1	8,0	0,8	0,10	22,0	СО-73	Алмазные коронки АКШ
5	1889	76	197,8	5,0	1,0	0,25	20,0	СО-73	То же
6	1889	76	211,2	6,5	2,2	0,34	10,0	СО-73	Алмазные коронки Ø 59, 76 мм
7	1889	76	224,6	4,5	2,9	0,64	3,7	УСО-73	То же
8	1889	76	234,2	5,5	3	0,55	4,6	УСО-73	»
9	2244	59	189,4	5,5	4,5	0,82	3,5	УСО-59	То же, Ø 46, 59 мм
10	2244	59	204,0	5,0	4,2	0,84	2,9	УСО-59	То же
11	2251	59	290,0	5,5	4,5	0,82	5,7	УСО-59	»
12	2251	59	366,9	9,0	8	0,89	2,0	УСО-59	»
13	2251	59	488,9	3,5	4,3	1,30	1,4	УСО-59	Шарошечные долота
14	2251	59	729,4	10,0	15,5	1,55	1,3	УСО-59	То же
15	2249	59	480,1	12,0	16,5	1,37	1,6	УСО-59	»

* Без интервала проработки ствола укороченными рейсами.

значительно удлинить цикл без существенного увеличения дополнительных затрат времени.

При искусственном искривлении скважины снарядом СНБ-АС конструкции ЮКГУ пилот-скважину бурят на интервале 0,8—0,9 м непосредственно от забоя основного ствола, а расширяют разбурочной головкой с шарниром. В качестве породоразрушающего инструмента используют алмазную или твердосплавную коронку (в зависимости от категории пород по буримости). Благодаря малому выходу направляющего штока разбуривание пилот-скважины проводится практически на всю ее длину. Окончание этой операции (когда торец штока достигает забоя) фиксируется по повышению давления на манометре промывочного насоса.

После расширения пилот-скважины скважину бурят также специальной шарнирной компоновкой для дальнейшего набора кривизны. Шарнирная компоновка состоит из двух звеньев: в нижней части из колонкового набора и шарнира, в верхней —

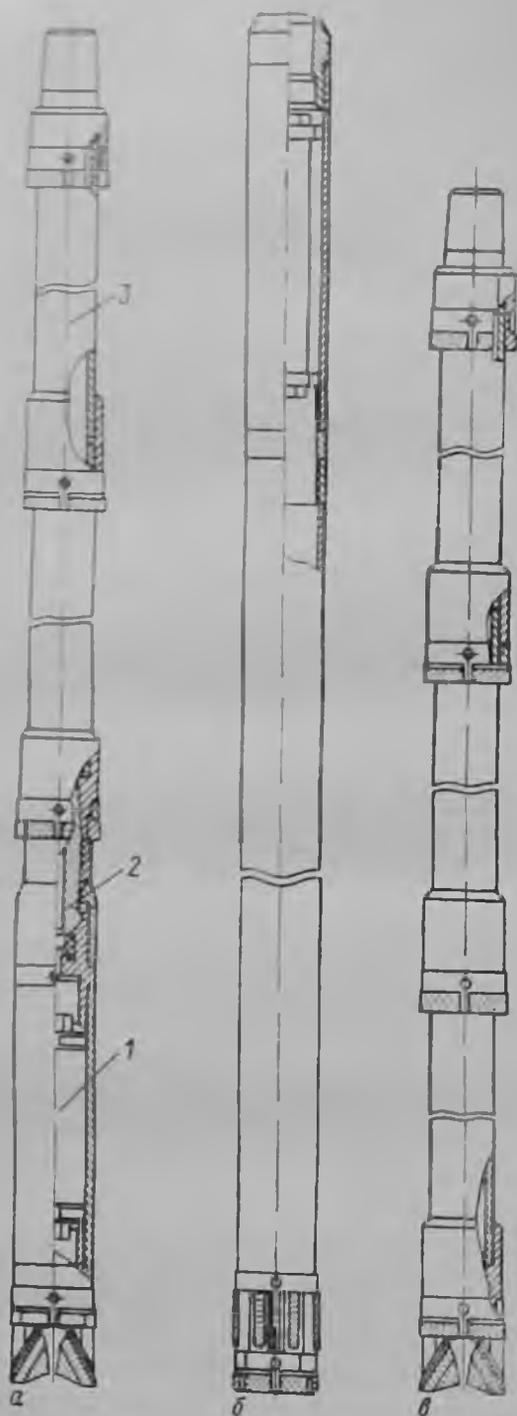


Рис. 55. Конструкция ступенчатой шарнирной компоновки (а) и жестких сварядов для колонкового алмазного (б) и бескернового (в) бурения геологоразведочных скважин.

1 — колонковый набор с бескерновым долотом; 2 — шарнир; 3 — многоступенчатый алмазный расширитель (по А. С. Гаркуше, Институт минеральных ресурсов).

из многоступенчатого набора расширителей [16]. Практически аналогичные компоновки были разработаны также специалистами КазИМС и ДнепроИМР для работы в комплекте с отклоняющими снарядами указанных организаций [9]. Конструкции шарнирных компоновок показаны на рис. 28 и 55. При бурении каждой из трех указанных компоновок в качестве породоразрушающих инструментов в ступенчатых звеньях можно использовать алмазные или специальные твердосплавные коронки-расширители, а для бурения — алмазные коронки, бескерновые или шарошечные долота.

По рекомендации М. Г. Долгих, Л. Д. Иткина и других общая длина колонкового набора должна составлять 0,8—0,85 м, а многоступенчатого расширителя (число звеньев в расширителе 3—4) примерно 1,6—1,7 м, т. е. соотношение между ними должно быть 1 : 2 [16]. Такой компоновкой бурят 3—5 рейсов общей длиной 2,5—4 м в зависимости от проектируемого набора кривизны за цикл. Набор кривизны составляет по зенитному углу 3—5° и по азимуту 10—20°.

При использовании снаряда СПИ-59 конструкции КазИМС необходимый набор кривизны также определяется соотношением размеров плеч компоновки. Так, максимальный набор кривизны в ряде случаев обеспечивался при размерах плеч 0,6 и 1,3—1,4 м (до 0,8 и 1,5° в породах соответственно X—XI и VIII—IX категорий по буримости), который снижался по мере увеличения плеч до 0,8 и 1,75—1,85 м (до 0,4 и 1° в тех же породах). Таким образом, подбор наиболее рационального соотношения плеч шарнирной компоновки применительно к конкретным геологическим условиям месторождения и проектному набору кривизны по скважине является наиболее ответственной операцией и определяет успешное проведение циклов искусственного искривления. Ф. Д. Вытоптов (1971 г.) отмечает, что лучшие результаты были получены при использовании шарошечных долот ДДА-59 конструкции САИГИМС, которые обеспечили наибольшую проходку и длину рейса бурения, а следовательно, минимальные затраты дополнительного времени на 1° искусственного искривления скважины.

Таким образом, приведенные конструкции шарнирных компоновок (см. рис. 22, 28, 51 — с шарниром, 54, 55) позволяют в сочетании с постановкой отклоняющего снаряда проводить дополнительный набор кривизны и повышают эффективность цикла искусственного искривления скважины. Вместе с тем набор кривизны шарнирными компоновками снижается в каждом последующем рейсе, отдаляющем ее от излома основного ствола и пилот-скважины. Сокращается при этом и составляющая осевой нагрузки, удерживающая шарнир в проектном положении на стенке скважины. Поэтому при искривлении скважины шарнирной компоновкой, у которой шарнир не имеет специального фиксирования против направления сильного естественного искривления, такая компоновка не всегда обеспечивает выполнение проектного задания.

Под влиянием отклоняющих усилий, действующих на породоразрушающий инструмент нижнего звена (колонкового набора), величина которых иногда значительно превышает усилие, удерживающее шарнир (см. гл. 2), может произойти переориентация набора в направлении действия естественного искривления скважины на данном конкретном участке месторождения. Такой характер работы одно- и двухшарнирных компоновок был отмечен в работах многих исследователей (Ю. Л. Боярко, С. В. Шаравина, Ю. Т. Морозова и других). Поэтому в конструкциях компоновок следует предусматривать надежную фиксацию шарнира в проектом положении на ступке скважины и предотвращение свободного перемещения его нижнего звена — колонкового набора. По мнению автора, этому в большей степени отвечает компоновка с наддолотным стабилизатором (рис. 54).

После выполнения рейсов специальными шарнирными компоновками для перехода на обычное бурение необходимо провести проработку и расширение ствола скважины. Чаще всего эта операция выполняется бурением скважины укороченными колонковыми наборами длиной 1, 2 и 3 м. Лучшие результаты могут быть получены при использовании специальных жестких снарядов (рис. 50, 51, 55). По рекомендации М. Г. Долгих и других [16] жесткий снаряд монтируется из компоновки (рис. 51), в состав которой шарнир не включается. Такая компоновка состоит из короткого колонкового набора длиной 0,8—1,0 м, жестко соединенного со ступенчатым расширителем. Для первого рейса бурения рекомендуется включать два звена ступенчатого расширителя, для второго — три. Таким снарядом следует пробурить 2 рейса на интервале 2—3 м, что обеспечивает достаточную проработку ствола для последующего бурения скважины стандартным колонковым набором.

Технология искусственного искривления скважины бесклиновыми снарядами. Искусственное искривление направленных и многоствольных скважин наиболее успешно происходит при применении бесклиновых снарядов. Рациональность использования этих снарядов для искусственного искривления скважин по сравнению с другими извлекаемыми отклонителями складывается из ряда преимуществ:

— интервал искусственного искривления бурится породоразрушающим инструментом, диаметр которого равен диаметру бурения основного ствола (т. е. исключается операция расширения пилот-скважины);

— набор кривизны происходит непрерывно при сравнительно больших проходках за рейс, примерно от 1,5—2 до 5—10 м (т. е. снижаются затраты времени на вспомогательные операции);

— на интервале рейса обеспечивается сравнительно плавный набор кривизны на 1 м бурения интервала искусственного искривления (он может достигать 0,5—1, иногда 1,5—2° на 1 м); это

позволяет бурить скважины по профилям небольших радиусов кривизны, что особенно важно для проведения дополнительных стволов многоствольных скважин;

— набор кривизны на 1 м бурения интервала искусственного искривления в среднем в 2—3 раза больше, а дополнительные затраты времени на 1° искусственного искривления в 2—4 раза меньше по сравнению со снарядами клипового типа. Иногда варианты технологии искусственного искривления скважин клиповыми снарядами в сочетании с шарнирными компоновками на месторождениях Печенги (Кольский полуостров), описанные О. И. Шерстюком (см. табл. 17), и на месторождениях Южного Казахстана, по М. Г. Долгих и др. [16], обеспечивают в ряде случаев равные наборы кривизны на 1 м бурения и затраты времени на 1° искривления. Однако применение бесклиповых снарядов, особенно при искусственном искривлении против направления сильного естественного искривления скважин, по нашему мнению, предпочтительнее, так как опрокидывание снаряда по сравнению с компоновкой менее вероятно. Более стабильные наборы кривизны бесклиповыми снарядами позволяют проводить направленные и многоствольные скважины по их проектным профилям с большей достоверностью по сравнению со снарядами клипового типа.

Технология искусственного искривления скважин бесклиповыми снарядами ТЗ (ЗабНИИ), БСНБ (ЦКГУ) и СНБ-ОП (ИМР) характеризуется многими общими чертами. Основным условием закрепления снарядов всех перечисленных конструкций является необходимость постановки снаряда на забой и создание осевой нагрузки определенной величины. В результате этого происходит либо выдвигание специальных плашек (БСНБ) или ползуна-отклонителя (ТЗ), либо перекося и расклинивание в стволе отдельных узлов снаряда (СНБ-ОП).

Для удержания снаряда в заданном направлении и в закрепленном состоянии в процессе бурения всего интервала искусственного искривления осевая нагрузка на снаряд не должна быть ниже некоторой минимальной величины. При ее достижении величина закрепляющего усилия окажется недостаточной и может произойти поворот снаряда в стволе. Таким образом, в начале цикла искусственного искривления бурение каждым из снарядов происходит тогда, когда корпус закреплен в стволе, а на породоразрушающий инструмент передана достаточная осевая нагрузка. По нашему мнению, этот момент является наиболее ответственным, так как при недостаточной нагрузке на забой может произойти поворот снаряда, а при слишком большой — поломка бурильного вала.

Отклоняющее усилие и перекося отклоняющего узла у снаряда ТЗ и СНБ-ОП при прочих равных условиях зависит от осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент, а у снаряда БСНБ

главным образом от конструктивного устройства отклоняющего узла. При смене горных пород на забое (например, более твердых пород на менее твердые) сохранение постоянной осевой нагрузки на снаряды ТЗ и СНБ-ОП может привести к резким перегибам ствола и последующей поломке снаряда. Поэтому в условиях бурения перемежающихся пород лучше использовать снаряд БСНБ (методику технико-экономической оценки снарядов см. в гл. 6).

Таким образом, технология искусственного искривления бесклиновыми снарядами складывается из следующих основных и вспомогательных операций:

1) на месторождении установить основные закономерности и интенсивность зенитных и азимутальных искривлений скважин; рассчитать проектный профиль направленной или многоствольной скважины; определить интервалы искусственного искривления ствола, необходимые наборы кривизны по зенитному и азимутальному углам и полный угол искривления. Эта предварительная работа позволяет установить пужную компоновку бесклинового снаряда, которая позволит получить оптимальный набор кривизн снарядом данного типа в течение рейса бурения и на 1 м интервала искусственного искривления. Такой набор кривизны должен обеспечить, с одной стороны, минимальную длину интервала искусственного искривления, а с другой — свободный проход бесклинового снаряда по этому интервалу, отсутствие резких перегибов ствола и поэтому необходимости в проработке и расширении искривленного участка ствола.

С нашей точки зрения, оптимальный набор кривизны на интервалах искусственного искривления в крепких породах (свыше IX категории по буримости) не должен составлять более $0,5-0,7^\circ$ на 1 м, а в породах средних категорий — не более $0,8-1,2^\circ$ на 1 м. Превышение этих величин, как об этом свидетельствует опыт работ ряда производственных организаций, в частности ЗабНИИ при использовании снарядов типа ТЗ, вызывает резкие перегибы стволов, поломки снарядов и необходимость проведения нескольких рейсов бурения укороченными колонковыми наборами для сглаживания перегиба при последующей проработке ствола.

После определения рационального набора кривизны снарядом на 1 м ствола устанавливают необходимую протяженность интервала бурения снарядами, м:

$$l = \Delta\sigma_{\text{н}} / \Delta i, \quad (46)$$

где $\Delta\sigma_{\text{н}}$ — необходимый набор кривизны на интервале искусственного искривления, градус; Δi — набор кривизны бесклиновым снарядом при искусственном искривлении, градус/м.

Далее определяют рациональную длину рейса l_r бурения снарядом исходя из условий вписываемости в искривленный интервал ствола как компоновки самого снаряда, так и компоновки колонкового набора, с помощью которой будет происходить после-

дующее бурение, а также стойкости породоразрушающего инструмента (обычно шарошечного долота) применительно к геолого-техническим условиям конкретного месторождения.

Количество рейсов n бурения бесклиповым снарядом составит

$$n = l/l_1 \quad (47)$$

Общая протяженность интервала L искусственного искривления скважины будет складываться из суммы ряда интервалов бурения бесклиповым снарядом l и ряда интервалов проработки и последующего бурения ствола колонковым набором l_k . После каждого рейса бурения бесклиповым снарядом ствол пужно прорабатывать колонковым набором длиной не менее 2 м в первом рейсе, 3 м — во втором и стандартным набором в третьем рейсе:

$$L = l + l_k \quad (48)$$

Таким образом, средняя интенсивность искривления скважины на интервале искусственного искривления составит, градус/м:

$$i_n = \frac{\Delta\sigma}{L} = \frac{\Delta\sigma_n \pm \Delta\sigma_e}{L}, \quad (49)$$

где $\Delta\sigma_e$ — естественное искривление скважины на интервале L (— при совпадении направления искусственного и естественного искривления, + при их противоположных направлениях).

Для нормальной работы бурильного вала при последующем бурении направленных скважин величина i_n на интервале L должна быть в пределах 0,3—0,6° на 1 м в зависимости от крепости пород, а при бурении дополнительных стволов многоствольных скважин сравнительно небольшой длины она может быть повышена до 0,6—1,0° на 1 м суммарной длины интервала искусственного искривления L ;

2) собрать бесклиповый снаряд и привести его в рабочее положение (затяжка резьбовых соединений, заполнение корпуса маслом, постановка срезных штифтов и шпонок и др.); спустить снаряд в скважину с замедлением при прохождении интервалов трещиноватых пород, постановки стационарных клиньев, аварий и др.; на расстоянии 0,5—1,0 м от забоя включить промывочный насос, очистить забой скважины и обеспечить нормальную циркуляцию промывочной жидкости; далее включаем вращения бурильного вала на 2—3 оборота убедиться в том, что снаряд в скважине находится в свободном состоянии и не заклинен; через отверстие в промывочном сальнике или через внутренний канал бурильных труб, подвешенных на устье скважины, спустить ориентирующий извлекаемый датчик или штырь (спуск ориентатора обязательно контролировать указателем глубины); ориентирование подвешенного снаряда следует проводить не выше 0,5—1,0 м над забоем скважины при медленном вращении колонны вправо и с ее периодическим расхаживанием для предотвращения закру-

чивания; после выполнения ориентирования снаряда в заданном направлении датчик (штырь) извлечь на поверхность, колонцу буровых труб соединить с ведущей трубой и буровой снаряд без вращения по меткам опустить на забой; в процессе спуска снаряда проводить обязательную промывку скважины до полного выноса шлама и обеспечения нормальной циркуляции промывочной жидкости.

При бурении интервала искусственного искривления после установки снаряда на забой на него передается осевая нагрузка, состоящая не менее 700—800 кгс на снаряд ТЗ и до 1000 кгс на снаряды БСНБ и СНБ-ОП, что необходимо для срезания сдерживающих штифтов и заклепок и раскрепления снарядов в скважине. Количество подаваемой промывочной жидкости на забой скважины устанавливают в зависимости от типа породоразрушающего инструмента и состава горных пород.

После раскрепления снаряда начинается процесс бурения при вращении буровой колонны на I скорости применяемого бурового станка. После того как установится нормальная работа бескапанного снаряда и его системы раскрепления и он сможет перемещаться в стволе скважины по мере углубки ствола, а также будет проведена приработка породоразрушающего инструмента, осевая нагрузка увеличивается до оптимальной для применяемого типа долота с учетом дополнительной нагрузки (примерно 200—300 кгс), необходимой для перемещения снаряда в стволе скважины.

Для использования бескапанных шарошечных долот осевые нагрузки составляют в среднем: при диаметре долота 76 мм 2000—3000 кгс, при 59 мм — 1500—2300 кгс. Одновременно можно увеличить скорость вращения шпинделя станка и бурового вала (до II—III скорости). При бурении необходимо следить за нормальным перемещением снаряда в скважине и при появлении резких рысков, оставшихся на вращении бурового вала, при прекращении углубки скважины снаряд следует извлечь на поверхность. В случае потери ориентации снаряда в скважине, когда никаких нарушений технологического режима бурения не наблюдается, можно привести его повторное ориентирование. Для этого снаряд вытаскивают над забоем на 0,5 м, блокируют его внутренний вращающийся вал с наружным корпусом, в буровую колонну опускают ориентирующий датчик и проводят ориентацию в ранее указанной последовательности. Более просто и с минимальными затратами времени эта операция выполняется со снарядом БСНБ, имеющим самоориентирующийся отклоняющийся узел. В этом случае достаточен подъем снаряда на 0,2—0,3 м над забоем для ориентации отклоняющегося узла в проектом направлении, и бурение скважины можно продолжать.

При перекреплении шпинделя станка, для того чтобы сохранить проектную ориентацию снарядов ТЗ и СНБ-ОП, необходимо:

- выключить вращение шпинделя станка;
- снять осевую нагрузку;

— при глубине скважины более 400—350 м разгрузить бурильную колонну (до 1000—600 кгс) лебедкой бурового стапка для предотвращения повреждения снаряда;

— поднять шпидель в верхнее положение, закрепить его и разгрузить бурильную колонну лебедкой.

При бурении снарядом БСНБ с узлом самоориентации нет необходимости выполнять эти операции (кроме разгрузки бурильной колонны).

После проходки рейса заданной длины в случае применения ориентатора «Курс» целесообразно провести повторную ориентацию снаряда, для того чтобы определить возможное изменение его проектного пространственного положения в конце интервала искусственного искривления и определить угол поворота снаряда в скважине для последующего корректирования угла его установки, а также выяснения причин изменения ориентации.

После этого забой скважины промывают до полного выноса шлама, снаряд извлекают на дневную поверхность, где его разбирают, изношенные детали заменяют и подготавливают к новому циклу искривления.

Дальнейшее бурение скважины происходит укороченными колончковыми наборами для проработки, расширения ствола и сглаживания его перегибов. Рекомендуемые длины наборов приводились ранее. Более эффективная проработка ствола может быть выполнена при использовании во втором рейсе жестких снарядов, конструкции которых показаны на рис. 50, 51, 55, б, в, и других аналогичных компоновок. После выполнения указанных операций цикл искусственного искривления бесклиновым снарядом завершается и начинается бурение стандартным колопчковым набором.

МЕТОДИКА И ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН

Известно, что на поиски и разведку месторождений полезных ископаемых ежегодно тратятся большие материальные и трудовые ресурсы. Поэтому разработка методов разведки месторождений, позволяющих снизить эти затраты, является наиболее актуальной задачей геологоразведочного производства.

Одним из наиболее реальных путей снижения затрат на геологоразведочные работы является сокращение объемов буровых работ на каждом месторождении при обязательном условии сохранения или повышения достоверности оценки его запасов.

Таким методом является разведка месторождений многоствольными скважинами и особенно в сочетании с применением методов скважинной геофизики. Его эффективность складывается прежде всего из сокращения объемов бурения в результате проходки из основного ствола скважины одного или нескольких более коротких дополнительных стволов. Кроме того, это позволяет сократить буровой парк, монтажно-демонтажные работы, строительство копров, буровых зданий, линий электропередач, водопроводов и циркуляционных систем, подъездных дорог и буровых площадок, а кроме того, снижает затраты трудовых ресурсов и время разведки месторождения.

Экономический эффект, подсчитанный производственными организациями в период 1968—1972 гг. при ежегодном бурении 70—80 тыс. м многоствольных скважин и при учете лишь части из перечисленных факторов, составил от 9 до 15,7 руб. на каждом сэкономленном метре скважины. Это превышает экономическую эффективность всех прогрессивных видов бурения (алмазного, твердосплавного инструментом малого диаметра и др.).

В настоящее время, когда разработаны и внедряются все более совершенные и производительные технические средства искусственного искривления, разведка глубокозалегающих месторождений бурением многоствольных скважин может быть еще более эффек-

тивной, так как при использовании совершенной технологии их искусственного искривления и рациональной организации этих работ может быть обеспечена высокая производительность бурения таких скважин.

РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ МНОГОСТВОЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ

Разведку глубокозалегающих месторождений твердых полезных ископаемых проводят, как правило, колоноквыми скважинами, которые должны пересекать рудное тело в заранее заданных проектных точках разведочной сети, т. е. каждая скважина должна быть направленной. Высокая достоверность оценки основных параметров полезного ископаемого в каждой точке сети и месторождения в целом может быть получена в том случае, когда извлекаемые из скважины образцы керна обеспечивают надежную информацию о полезном ископаемом, а ее положение в пространстве соответствует проектному положению в заданном пункте разведочной сети независимо от глубины залегания рудной зоны. Но на практике оба условия часто не выполняются по следующим причинам:

1) разведка месторождений обычными однозбойными скважинами с системой линейного пересечения рудной зоны обеспечивает получение случайных значений параметров полезного ископаемого в каждом пункте разведочной сети, так как равновероятно попадание скважин в зоны раздувов, выклиниваний, пережимов и др. Дополнительно эти значения часто искажаются из-за неполного выхода керна и избирательного истирания полезного ископаемого, что в совокупности нередко не обеспечивает надежной информации о форме рудного тела, содержании и распределении в нем полезного компонента. Недостаточно представительная информация распространяется на весьма значительный околоскважинный объем рудного тела и служит основой для подсчета запасов полезного ископаемого по данному блоку и в целом по месторождению;

2) при разведке глубокозалегающих месторождений колонковые скважины обычно искривляются с той или иной интенсивностью (см. гл. 2), величина которой определяется действием ряда случайных геологических (степень перемежаемости, анизотропии или трещиноватости пород, изменение их твердости, углов падения и простирания и др.) и технологических (изменение параметров режима бурения, состава, износа и форм изгиба колонковых снарядов и др.) факторов.

На этом основании пространственное положение конкретной скважины также будет отличаться от проектного, и пересечение рудной зоны может произойти не в заданных пунктах разведочной сети, а на некотором расстоянии от них, как это было показано выше. Такие отклонения приводят к сгущению разведочной сети

на одних участках и к ее разрежению на других, а проектная плотность разведочной сети по месторождению нарушается. Появляется необходимость в бурении внеплановых скважин на участках с малым числом пересечений или в исправлении специальными отклонителями с частичным перебуриванием ранее пробуренных скважин.

Таким образом, отклонение скважин от точек проектных пересечений ими рудной зоны при принятой плотности и форме разведочной сети и недостаточная информация о полезном ископаемом из-за случайных определений его параметров и неполного выхода керна приводят к снижению достоверности определения параметров полезного ископаемого (среднего содержания, мощности, площади и морфологии рудного тела и др.) и к последующему увеличению затрат времени и средств на разведку месторождения.

Следовательно, основным направлением работ по повышению технико-экономической эффективности разведки месторождений полезных ископаемых является разработка методов, позволяющих повысить надежность определения параметров полезного ископаемого при минимальных затратах времени и средств на разведку каждого месторождения. Таким методом, позволяющим соединить оба названных требования, по нашему мнению, является разведка месторождений полезных ископаемых не одно-, а многоствольными скважинами.

Разведка месторождений многоствольными скважинами может осуществляться:

1) бурением многоствольных скважин с такими отклонениями дополнительных стволов, которые позволяют сохранить существующие средние расстояния (плотности) между пунктами разведочной сети на данной стадии разведки месторождения. Это позволяет сократить все указанные ранее затраты на разведку месторождения, более уверенно сохранять принятые расстояния между пересечениями рудного тела, но не повышает достоверности изучения и оценки запасов полезного ископаемого. Такой метод бурения многоствольных скважин и разведки на их основе отдельных участков месторождений практикуется сравнительно широко на многих месторождениях страны (в Восточном и Центральном Казахстане, на Украине, Урале, Кольском полуострове и др.);

2) бурением многоствольных скважин со сравнительно небольшими отклонениями одного или нескольких дополнительных стволов малого диаметра [32]. В этом случае наряду с обеспечением сокращения объемов бурения и других затрат по месторождению, информация о полезном ископаемом в каждом пункте разведочной сети будет складываться не из одного случайного пересечения, которое может оказаться в зоне раздува, пережима, выклинивания и др., а из ряда известным образом расположенных относительно друг друга пересечений, которыми указанная случайность исключается [32, 39].

Так, при бурении одного дополнительного ствола рудная зона будет характеризоваться в плоскости между двумя пересечениями, а при бурении двух и более дополнительных — в пределах некоторого объема, ограниченного стволами, подобного горной выработке заданного сечения. Взаимное положение стволов, а следовательно, и ориентировка указанной плоскости или объема в пространстве могут быть такими, чтобы с наибольшей полнотой характеризовать рудное тело. Вместе с тем второй и последующие стволы будут буриться при известном по первому стволу положении рудного тела, что позволит применить комплекс мер (съемные керноприемники, двойные колонковые трубы, ограничение параметров режима бурения, длин рейсов и др.), обеспечивающих полный выход керна и тщательный отбор керновых проб. Это даст возможность получить в каждом пункте разведочной сети по нескольким пересечениям усредненные и более достоверные данные по сравнению с однозобойной скважиной о средней мощности рудного тела, о содержании и распределении в нем полезных компонентов, а в целом более надежно установить форму рудного тела, наличие в нем раздувов, разрывов, направлений выклинивания и др., т. е. информацию, не уступающую по представительности информации по горной выработке. По месторождению в целом большее число пересечений скважинами малого диаметра при условии правильного и тщательного отбора проб обеспечивает, как известно, более точное определение средних параметров полезного ископаемого, чем малое их число по одноствольным скважинам большего диаметра.

Таким образом, данный метод имеет принципиальное отличие от известного метода разведки месторождений многоствольными скважинами, при котором пересечение рудного тела осуществляется при сохранении принятой плотности разведочной сети, т. е. сохраняется существующая схема оценки параметров полезного ископаемого, но достигается снижение объемов бурения. (Вместе с тем бурение одного, иногда нескольких стволов с небольшим отходом от основного ранее практиковалось достаточно часто на месторождениях цветных, редких металлов, золота и др. Как правило, эти стволы бурили для дублирования ранее пройденной скважины с недостаточным выходом керна по рудной зоне и увеличению объема рудного материала для повышения надежности опробования полезного ископаемого. При этом не ставилось цели изменения метода разведки месторождений для увеличения достоверности определения параметров полезного ископаемого путем изменения плотности разведочной сети скважин на дневной поверхности и по рудной зоне при одновременном сокращении объемов бурения). Разработка такого метода разведки месторождений многоствольными скважинами со сближенными стволами зависит от решения трех основных задач:

— исследования факторов (параметров многоствольной скважины), определяющих повышение достоверности оценки мощности

и площади распространения рудной зоны, содержания и распределения в ней рудного компонента и запасов месторождения в целом, установления степени и надежности влияния этих факторов на искомые параметры полезного ископаемого:

— определения границ допустимых отклонений скважин от проектных пунктов разведочной сети, которые не приводили бы к снижению надежности оценки основных параметров полезного ископаемого, по позволили значительно снизить дополнительные затраты на проведение скважины по сравнению с методом их бурения строго в заданную точку разведочной сети;

— определения надежности и рациональности проведения скважины в пределы полученных границ их допустимых отклонений имеющимися техническими средствами направленного бурения.

Зависимость надежности определения некоторых характеристик полезного ископаемого от изменения параметров многоствольных скважин

Возможность повышения достоверности оценки основных характеристик полезного ископаемого при разведке месторождений многоствольными скважинами со сближенными стволами покажем на примере оценки одной из них — содержания полезного компонента *. В качестве исследуемого параметра принят коэффициент вариации V содержаний полезного компонента, так как, по мнению разработчиков, он наиболее полно характеризует степень изменчивости изучаемого признака полезного ископаемого [55].

Изменение коэффициента вариации определялось по данным опробования горных выработок и буровых скважин в зависимости от числа объединяемых проб, которые имитировали количество пересечений (стволов многоствольной скважины) в одном пункте разведочной сети, и расстояний между пробами или пересечениями-стволами многозабойной скважины. Были определены средние коэффициенты вариации по ряду месторождений, позволившие установить, что по сравнению с методикой разведки месторождений одноствольными скважинами (единичные пробы) при их разведке многоствольными скважинами (группы проб) коэффициент вариации снижается в определенной последовательности (табл. 18).

На основании этих данных был сделан вывод, что коэффициент вариации содержаний закономерно снижается по мере увеличения как числа пересечений рудного тела (проб в группе), так и расстояний между ними (отходов стволов). Однако на основании только кажущегося снижения средних коэффициентов вариации, приведенных в табл. 18, нельзя утверждать, что это снижение является следствием изменения числа пересечений-стволов в одном

* Разработка этого метода разведки месторождений была предложена Всесоюзным научно-исследовательским институтом методики и техники разведки.

Таблица 18

ЗАВИСИМОСТЬ СРЕДНИХ ЗНАЧЕНИЙ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВАРИАЦИИ СОДЕРЖАНИЯ МЕТАЛЛОВ ОТ ИЗМЕНЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СТВОЛОВ МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН И РАССТОЯНИЙ МЕЖДУ СТВОЛАМИ (ПО В. Г. СОЛОВЬЕВУ И ДР., 1969 Г.)

Величина отхода ствола l , м	Длина ствола L , м	Снижение коэффициента V при росте числа пересечений-стволов рудной зоны скважинами (%) при количестве стволов					Среднее значение коэффициента V , %
		1	2	3	4	5	
0	—	151	—	—	—	—	151
2,5	58	—	122 $\left(\frac{29}{29}\right)$	107 $\left(\frac{44}{44}\right)$	98 $\left(\frac{53}{53}\right)$	91 $\left(\frac{60}{60}\right)$	104
5	82	—	118 $\left(\frac{33}{4}\right)$	103 $\left(\frac{48}{4}\right)$	92 $\left(\frac{59}{6}\right)$	81 $\left(\frac{70}{10}\right)$	99
10	117	—	113 $\left(\frac{38}{5}\right)$	95 $\left(\frac{56}{8}\right)$	85 $\left(\frac{66}{7}\right)$	77 $\left(\frac{74}{4}\right)$	92
20	166	—	108 $\left(\frac{43}{5}\right)$	90 $\left(\frac{61}{5}\right)$	78 $\left(\frac{73}{7}\right)$	71 $\left(\frac{80}{6}\right)$	87

Примечание. В числителе дана разность коэффициентов вариации по одноствольным и многоствольным скважинам, в знаменателе — разность коэффициентов вариации по многоствольным скважинам с разными отходами их дополнительных стволов.

пункте разведочной сети или расстояний между ними, а не объясняется случайными колебаниями искомого признака, присущими данной случайной выборке. Для этого необходимо установить существенность различия между полученными искомыми признаками (коэффициентами вариации), приведшими к резкому качественному сдвигу величины изучаемого признака путем сравнения разности значений признака с доверительной границей, выражающей пределы случайной вариации. Если эта разность больше доверительной границы, то различие называют существенным, т. е. оно отражает систематическое различие сравниваемых признаков-характеристик.

Оценку существенности различия коэффициентов вариации устанавливают на основании определенной нулевой гипотезы H_0 по критерию согласия [54]. В качестве нулевой гипотезы принимают условие, что выборочные коэффициенты вариации отличаются друг от друга несущественно, т. е. случайно:

$$H_0: V_i = V_{i+1}$$

Критерии согласия

$$t = \frac{V_i - V_{i+1}}{\sqrt{V_i^2/2n_i + V_{i+1}^2/2n_{i+1}}} \quad (50)$$

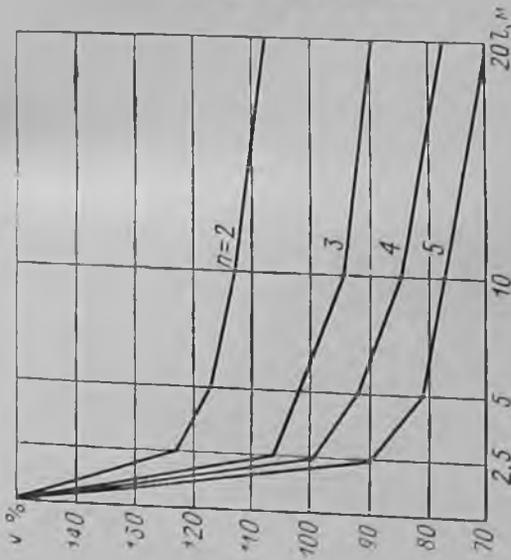
При $t \geq 3$ различие сравниваемых коэффициентов вариации является неслучайным, т. е. существенным, и может свидетельствовать о его качественном изменении.

Выполненный анализ V для одного из месторождений показал, что по сравнению с коэффициентом вариации по единичным пробам-пересечениям все последующие коэффициенты имеют существенное различие, и тем большее, чем больше групповая проба (т. е. число стволов скважины в одном пункте разведочной сети) [39].

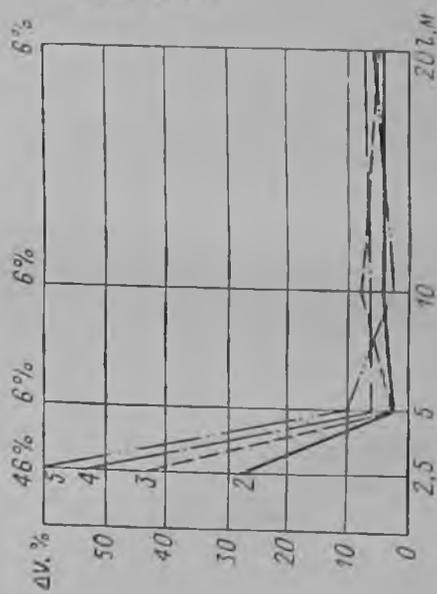
Анализ данных табл. 18 показывает, что максимальный скачок снижения коэффициента вариации наблюдается уже при отходе дополнительных стволов на расстояние 2,5 м и составляет от 29% при двух пересечениях до 60% при пяти пересечениях (рис. 56, а), в среднем 46%. Дальнейшее снижение коэффициентов вариации по мере увеличения расстояний отходов l свыше 2,5 м составляет в среднем лишь 6% (рис. 56, б) в каждом интервале отхода (5, 10 и 20 м) независимо от числа n стволов.

Снижение коэффициента вариации в зависимости от числа пересечений-стволов происходит равномернее (рис. 57, а), но более быстрыми темпами и составляет в среднем 36, 16, 10 и 8% (рис. 57, б) при числе стволов соответственно 2, 3, 4 и 5 у каждой многоствольной скважины. Общее снижение коэффициента при увеличении числа пересечений от двух до пяти и отходе 2,5 м составляет $122 - 91 = 31\%$, при отходе 20 м $108 - 71 = 37\%$, в то время как при увеличении расстояний отходов стволов (от 2,5 до 20 м) его снижение составляет при двух пересечениях $122 - 108 = 14\%$, при пяти $91 - 71 = 20\%$. Так, одно и то же снижение коэффициента вариации, например на 60%, может быть получено для трех пересечений при отходе 20 м, для четырех пересечений уже при 5 м, а для пяти пересечений — при 2,5 м. На этом основании можно предположить, что отход стволов при их проведении клиповыми снарядами примерно в пределах диаметра горной выработки (2,5—5 м) наиболее рационален, поскольку среднее снижение коэффициента вариации лишь на 6% при дальнейшем увеличении отходов стволов до 10—20 м едва ли оправдывается увеличением длины стволов в 1,4—1,6 раза и ростом затрат времени и средств на их бурение. При использовании бесклиповых снарядов при тех же длинах дополнительных стволов их отходы могут быть значительно больше.

Эти зависимости (более эффективное снижение коэффициентов вариации содержаний при увеличении числа стволов-пересечений, а не их отходов) имеют принципиальное значение для разработки наиболее оптимального варианта методики разведки месторождений многоствольными скважинами со сближенными стволами. Они определяют наиболее рациональную и эффективную форму расположения стволов в каждом пункте разведочной сети, которая должна обеспечить максимальное снижение коэффициента вариации и степени сложности направленного проведения стволов



← Рис. 56. Снижение коэффициента вариации V содержания и темп его снижения ΔV в зависимости от расстояний отходов l дополнительных стволов многоствольных скважин (количество стволов $n = 2 \div 5$).



→ Рис. 57. Снижение коэффициента вариации ΔV содержания и темп его снижения ΔV в зависимости от количества n дополнительных стволов скважин (для отходов $l_{1-4} = 2,5 \div 20$ м).

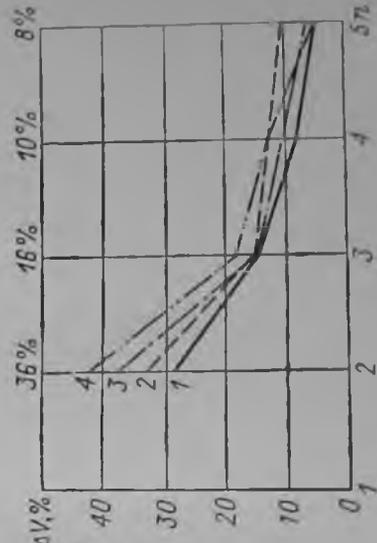
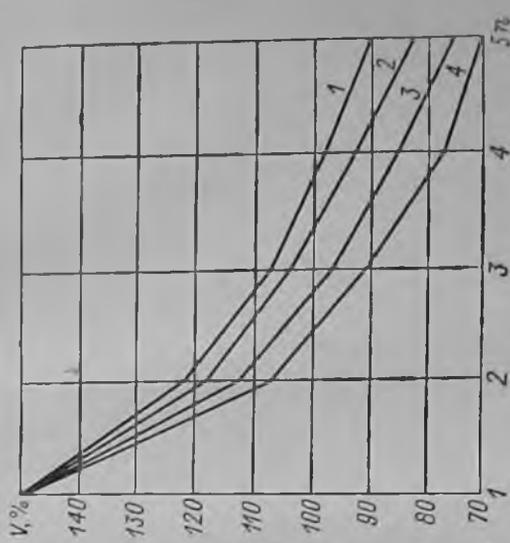


Таблица 19

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАКТОРОВ

Расстояние между пересечениями, м	Количество пересечений в одном пункте				
	B_1	B_2		B_3	
	x_1	x_2	x_2^2	x_3	x_3^2
$A_0 = 0$	154	—	—	—	—
$A_1 = 2,5$	—	122	14 884	107	11 449
$A_2 = 5$	—	118	13 924	103	10 609
$A_3 = 10$	—	113	12 769	95	9 025
$A_4 = 20$	—	108	11 664	90	8 100
$\sum x$	—	461	—	395	—
$\left(\sum x\right)^2$	—	212 521	—	156 025	—
$\sum x^2$	—	—	53 241	—	39 183

многоствольной скважины в заданные точки каждого пункта разведочной сети.

Однако указанные зависимости не являются объективными закономерностями, так как они получены на основании сравнения средних коэффициентов вариации и могут также объясняться случайными колебаниями искомого признака. Поэтому установим наличие и степень влияния числа пересечений и расстояний между пересечениями на результирующий признак — коэффициент вариации содержания. Последний в этом случае определяется влиянием двух факторов, поэтому исследование будет проведено на основе двухфакторного дисперсионного анализа. Разложим сумму квадратов отклонений общего среднего коэффициента вариации на компоненты, отвечающие предполагаемым факторам изменчивости. Принимаем: фактор A — влияние расстояния l между точками пересечения (отходами стволов) рудной зоны в одном пункте разведочной сети; фактор B — влияние числа n пересечений (стволов) рудной зоны в одном пункте разведочной сети.

Нулевая гипотеза H_0 проверяется при помощи F -критерия следующим образом:

1) оценивается влияние фактора F_A и F_B на изучаемый признак — коэффициент вариации V , иными словами при $F_A > F_{ст}$ и $F_B > F_{ст}$ H_0 принимается, при $F_A \leq F_{ст}$ и $F_B \leq F_{ст}$ H_0 отвергается;

2) оценивается степень или удельный вес влияния каждого фактора и их суммы на изучаемый признак.

Последовательность вычислений искоемых данных приведена в табл. 19 и на их основании определяются величины $\theta_1, \theta_2, \theta_3, \theta$;

АЛЬНЫХ ДИСПЕРСИЙ

разнородной сети

B_A		B_B		$\sum_j x_j$	$(\sum_j x_j)^2$	$\sum_j x_j^2$
x_A	x_A^2	x_B	x_B^2			
98	9604	91	8281	418	174 724	44 218
92	8464	81	6561	394	155 236	39 558
85	7225	77	5929	370	136 900	34 948
78	6084	71	5041	347	120 409	30 889
353	—	320	—	1529	—	—
124 509	—	102 400	—	—	587 269	—
—	31 377	—	25 812	—	595 455	149 613

θ_1 — сумма квадратов разностей между горизонтальными строками, отражает влияние фактора A (факториальная дисперсия); θ_2 — сумма квадратов разностей между вертикальными колонками, отражает влияние фактора B (факториальная дисперсия); θ_3 — «остаточная» сумма квадратов, отражает влияние случайных неучтенных факторов (случайная дисперсия); θ — суммарная или полная сумма квадратов (полная дисперсия).

Эти величины определяются по формулам [54]

$$\theta_1 = D_A^2 = \sum_{i=1}^r \frac{\left(\sum_{j=1}^v x_{ij}\right)^2}{v} - \frac{\left(\sum_{i=1}^r \sum_{j=1}^v x_{ij}\right)^2}{rv} = \frac{587\,269}{4} - \frac{1529^2}{4 \cdot 4} = 702; \quad (51)$$

$$\theta_2 = D_B^2 = \sum_{j=1}^v \frac{\left(\sum_{i=1}^r x_{ij}\right)^2}{r} - \frac{\left(\sum_{i=1}^r \sum_{j=1}^v x_{ij}\right)^2}{rv} = \frac{595\,455}{4} - \frac{1529^2}{4 \cdot 4} = 2749; \quad (52)$$

$$\begin{aligned} \theta_3 = D_z^2 &= \sum_{i=1}^r \sum_{j=1}^v x_{ij} - \frac{\sum_{i=1}^r \left(\sum_{j=1}^v x_{ij}\right)^2}{v} - \frac{\sum_{j=1}^v \left(\sum_{i=1}^r x_{ij}\right)^2}{r} + \frac{\left(\sum_{i=1}^r \sum_{j=1}^v x_{ij}\right)^2}{rv} = \\ &= 149\,613 - \frac{587\,269}{4} - \frac{595\,455}{4} - \frac{1529^2}{4 \cdot 4} = 47; \end{aligned} \quad (53)$$

$$\theta = D_y^2 = \theta_1 + \theta_2 + \theta_3 = 3498. \quad (54)$$

Таблица 20

ДИСПЕРСИОННЫЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ЧИСЛА И РАССТОЯНИЙ МЕЖДУ

Компонента дисперсии	Сумма квадратов
Между средними по строкам (фактор A)	$\theta_1 = 702$
Между средними по колошкам (фактор B)	$\theta_2 = 2749$
Остаточная (случайная)	$\theta_3 = 47$
Полная (общая)	$\theta = 3498$

Суммарная факториальная дисперсия

$$D_x^2 = \theta_1 + \theta_2 = 3451. \quad (55)$$

После определения этих величин производится двухфакторный дисперсионный анализ по схеме (табл. 20).

Проверяем нулевую гипотезу при помощи F -критерия. Для этого определяем отношение каждой средней факториальной дисперсии к случайной:

— для среднего квадрата по строкам, т. е. влияние расстояния отхода (фактор A)

$$F_A = s_1^2/s_3^2 = 234/5,2 = 45; \quad (56)$$

— для среднего квадрата по колонкам, т. е. влияние числа пересечений (фактор B)

$$F_B = s_2^2/s_3^2 = 916/5,2 = 176. \quad (57)$$

Для полученных значений F_A и F_B по табл. 5 из работы [54] определяем критические границы для $F_{ст}$:

1) $F_{ст}$ для фактора F_A определяется при трех степенях свободы — большей дисперсии ($K_1 = 3$) и девяти степенях свободы меньшей дисперсии ($K_2 = 9$) для двух уровней значимости (5 и 1%): $F_{0,05} = 3,86$; $F_{0,01} = 6,99$; для обоих уровней значимости $F_{ст} \ll F_A = 45$; т. е. влияние данного фактора совершенно отчетливо, достоверно, и нуль-гипотеза принимается;

2) $F_{ст}$ для фактора F_B определяется при тех же степенях свободы ($K_1 = 3$ и $K_2 = 9$) и составляет $F_{0,05} = 3,86$ и $F_{0,01} = 6,99$, что намного меньше значения фактора $F_B = 176$. Таким образом, влияние этого фактора еще более достоверно, и нуль-гипотеза также принимается.

Установим степень влияния или удельный вес каждого из изученных факторов. Для этого определим отношение каждой факто-

Число степеней свободы	Оценка дисперсии
$r-1=3$	$s_1^2 = \frac{\theta_1}{r-1} = 234$
$v-1=3$	$s_2^2 = \frac{\theta_2}{v-1} = 916$
$(r-1)(v-1)=9$	$s_3^2 = \frac{\theta_3}{(r-1)(v-1)} = 5,2$
$rv-1=15$	$s^2 = \frac{\theta}{rv-1} = 233$

риальной дисперсии к суммарной факториальной и полной дисперсии

$$D_A^2/D_x^2 = 702/3451 = 0,203; \quad D_A^2/D_y^2 = 702/3498 = 0,201.$$

Таким образом, удельный вес влияния фактора A на снижение коэффициента вариации содержания составляет соответственно 20,3% суммарного действия факторов A и B и 20,1% действия всех факторов.

$$D_B^2/D_x^2 = 2749/3451 = 0,797; \quad D_B^2/D_y^2 = 2749/3498 = 0,786.$$

Таким образом, удельный вес влияния фактора B на снижение коэффициента вариации содержания составляет 79,7% суммарного действия факторов A и B и 78,6% действия всех факторов.

В общем случае влияние фактора B на снижение коэффициента вариации содержания сильнее влияния фактора A примерно в 4 раза ($0,797 : 0,203 = 3,93$). Это подтверждает сделанное нами ранее предположение о большем влиянии на снижение коэффициента вариации содержания числа пересечений в каждом пункте разведочной сети по сравнению с расстояниями между пересечениями. Указанная зависимость степени влияния числа пересечений и расстояний между пересечениями на искомый признак была исследована автором с помощью двухфакторного дисперсионного анализа на сравнении двух месторождений — Валькумей и Смирновского [39].

Достоверность влияния указанных факторов также выполнена на основании F -критерия. Это позволило установить, что $F_{0,95} < F_A < F_{0,95}$, т. е. о влиянии фактора A можно судить только с определенной степенью достоверности, так как вероятность этого события превышает 95%, но меньше 99%. $F_B \gg 0,95 \div 0,99$, т. е. влияние фактора B значительно превышает стандартные границы, которые могут быть объяснены случайными причинами,

что указывает на весьма достоверное влияние (более 0,99) этого фактора на исследуемый параметр. $F_{AB} \ll 0,95 \div 0,99$, т. е. можно с большой достоверностью утверждать, что факторы A и B влияют на исследуемый параметр раздельно и друг от друга не зависят. $F_{\Sigma} \gg 0,95 \div 0,99$, т. е. суммарное влияние факторов A и B на исследуемый параметр характеризуется весьма значительной достоверностью.

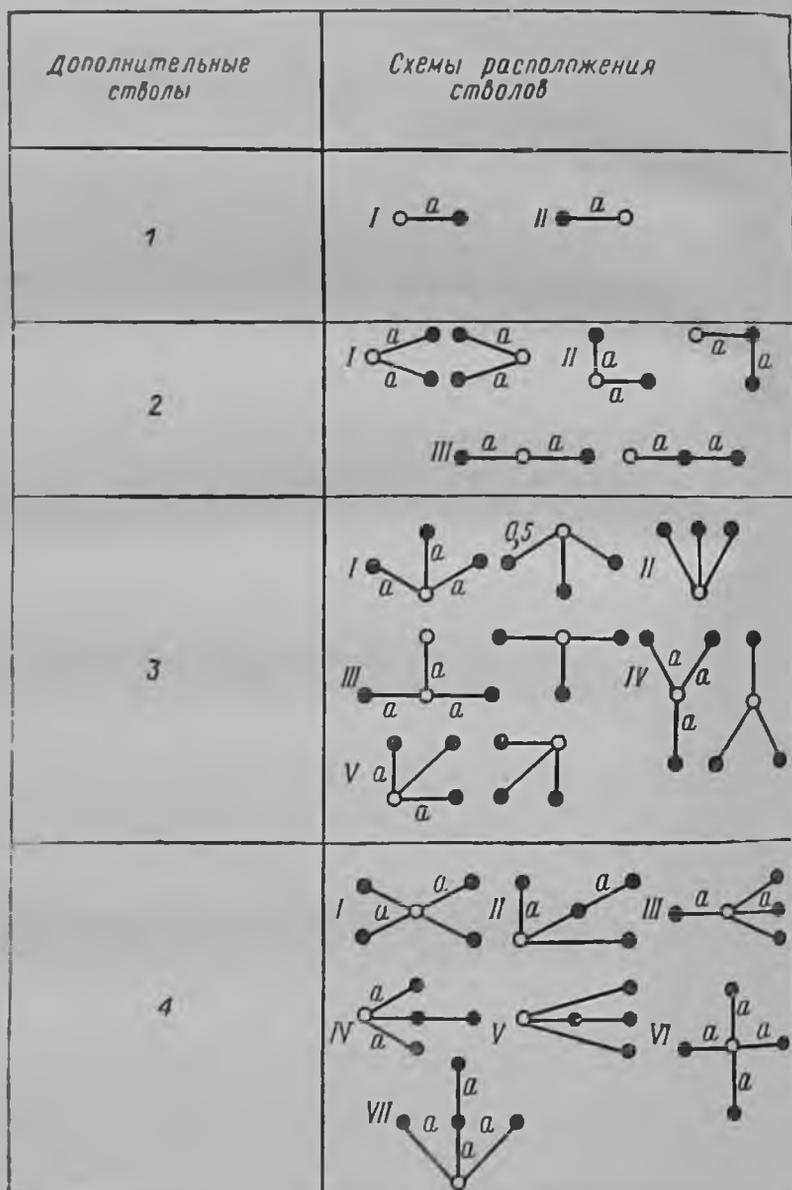
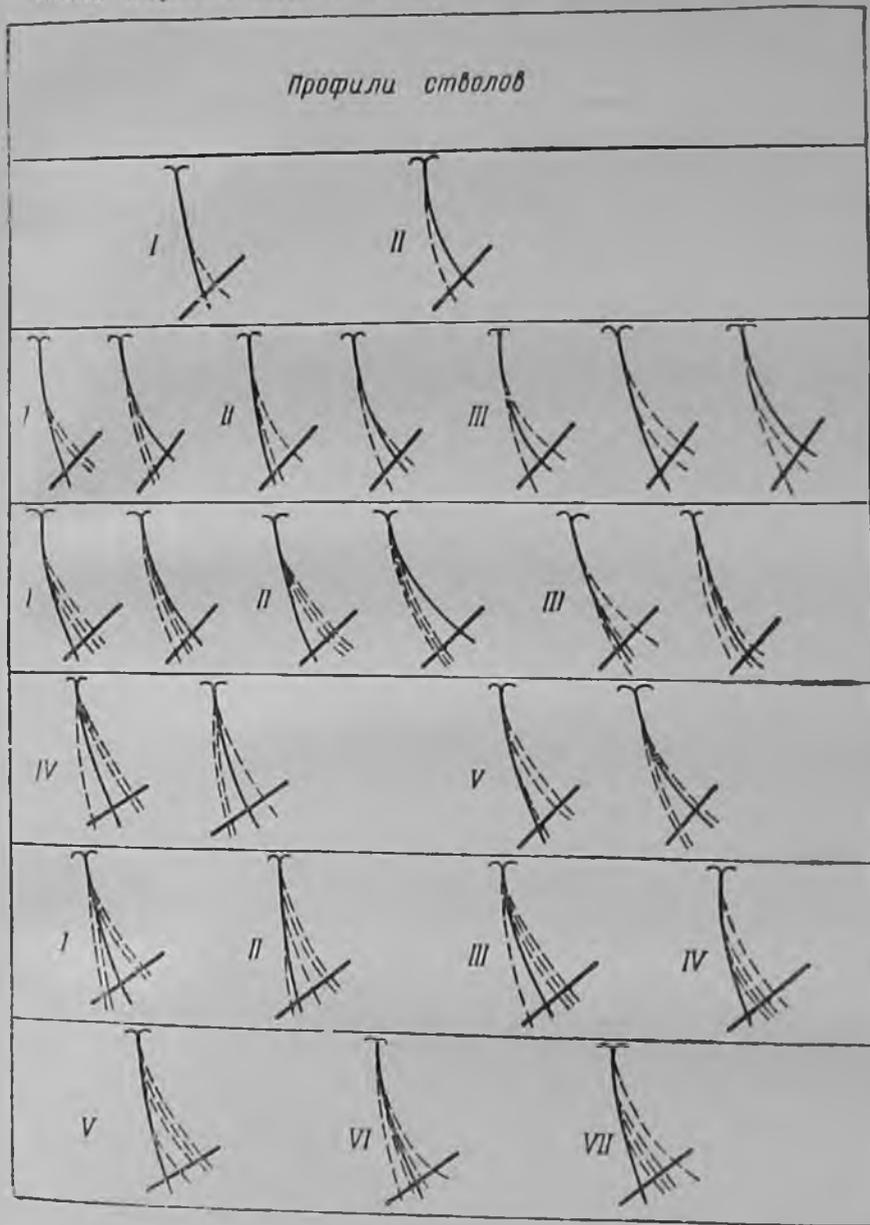


Рис. 58. Схемы многоствольных скважин с
Стволы: 1 — основной,

Таким образом, на основании выполненного исследования можно утверждать, что снижение коэффициента вариации содержащий происходит в результате суммарного, но независимого друг от друга влияния как числа пересечений в каждом пункте разведочной сети, так и расстояний между этими пересечениями. Однако указанное снижение в преобладающей степени зависит от числа пересечений, в то время как степень влияния расстояния



различным расположением дополнительных стволов.
 2 — дополнительный.

между пересечениями значительно меньше (в 4—12 раз) и не во всех случаях обладает высокой достоверностью.

Следовательно, подтверждается мнение, что отход ствола на 2,5—5,0 м уже является рациональной величиной для обеспечения достаточно надежного определения параметров полезного ископаемого. Схема расположения дополнительных стволов многоствольных скважин приведена на рис. 58. Однако в этом случае из-за малых отходов стволов нельзя обеспечить значительного разрежения разведочной сети на дневной поверхности, поэтому возрастут затраты средств и времени на разведку за счет роста объемов буровых работ, и экономически такой метод невыгоден. Дополнительные стволы в рудной зоне необходимо проводить на таком расстоянии друг от друга, чтобы при сохранении заданной достоверности определения параметров полезного ископаемого одновременно за счет разрежения сети скважин на дневной поверхности обеспечить максимально возможное снижение объемов буровых работ и связанных с ними затрат на разведку каждого месторождения. Так, если рациональное число стволов-пересечений в каждом пункте сети будет обеспечивать получение заданной достоверности определения параметров полезного ископаемого, то выбор рационального расстояния между пересечениями должен обеспечивать максимально возможную величину разрежения разведочной сети на поверхности и снижение затрат времени и средств на разведку, т. е. определять экономическую эффективность метода разведки месторождений многоствольными скважинами.

Экономическая эффективность разведки месторождений многоствольными скважинами возрастает по мере увеличения как числа n стволов каждой скважины, так и расстояний l между ними. Вместе с тем при бурении многоствольных скважин отклоняющимися снарядами клинового типа уже при пяти пересечениях рудной зоны в одном пункте разведочной сети (разведка месторождения пятиствольными скважинами) экономический эффект незначительно выше, чем при четырех (четырехствольная скважина). Эта разница еще более сокращается по мере увеличения отходов стволов, так как для варианта разведки месторождений пятиствольными скважинами уже при отходах стволов от 10 до 20 м экономическая эффективность не возрастает. В этом случае любое превышение расчетного числа постановок клиновых снарядов при разведке месторождений пятиствольными скважинами окажется неэффективным. На этом основании можно предположить, что максимальное число пересечений рудной зоны в одном пункте разведочной сети, с одной стороны, обеспечивающее значительное снижение коэффициента вариации искомого параметра и оптимальное увеличение экономической эффективности данного метода разведки месторождений при проведении стволов отклоняющимися снарядами клинового типа, а с другой — не приводящее к чрезмерному усложнению процесса бурения таких скважин, не должно превышать трех-четырех.

При условии бурения многоствольных скважин бесклиновыми снарядами скользящего типа дополнительные затраты на искусственное искривление стволов скважин меньше в 2—3 раза, а длины стволов короче в 1,5—2 раза. Естественно, что экономическая эффективность метода разведки месторождений многоствольными скважинами в этом случае намного выше, как свидетельствуют об этом опытные работы, проведенные в Центральном Казахстане [43], а выбор профиля скважины более разнообразный. При использовании бесклиновых снарядов повышение экономической эффективности, как об этом уже упоминалось, достигается за счет более интенсивного набора кривизны на более коротком интервале, а поэтому длины дополнительных стволов в среднем в два раза короче, чем при применении клиновых снарядов.

Допустимые отклонения скважин от проектных точек разведочной сети

При разведке месторождений скважинами нередко происходят нарушения проектных плотностей разведочных сетей, причем при значительных отклонениях от проектных профилей скважины частично или полностью перебуриваются либо их простраивают с помощью искусственных отклонителей. Положение исправляют с помощью искусственных отклонителей. При этом производительность бурения падает, а стоимость разведки повышается. Можно снизить эти дополнительные затраты, если бурение каждой скважины будет осуществляться при ее некотором отклонении от проектного пункта разведочной сети. Для установления рациональной величины допустимого отклонения скважин необходимо установить характер и степень влияния той или иной величины их отклонений от указанных пунктов на определение среднего содержания и мощности полезного ископаемого. Эти зависимости могут быть определены также на основании изменения коэффициентов вариации содержания при разных величинах отходов стволов скважин.

Предположим, что скважины не удается провести точно в заданные пункты разведочной сети и отходы стволов от этих пунктов составляют 2,5; 5; 10; 20 м. По табл. 18 определим, существенно ли различие между коэффициентами вариации, полученными для разных величин отходов стволов. Наибольшую величину коэффициент вариации содержащий имеет при числе пересечений $n = 2$, минимальную при $n = 5$ (количество проб для каждого значения $N \approx 250$). Существенность различия коэффициентов вариации проверяют по критерию согласия по формуле (51).

$n = 2$, т. е. двуствольные скважины с отходами 2,5; 5; 10 и 20 м сравниваются с одноствольными:

$$t_{0-2,5 \text{ м}} = \frac{151 - 122}{\sqrt{151^2/(2 \cdot 250) + 122^2/(2 \cdot 250)}} = \frac{29}{8,6} = 3,37 > 3;$$

$$t_{0-5 \text{ м}} = 3,88 > 3; \quad t_{0-10 \text{ м}} = 4,52 > 3; \quad t_{0-20 \text{ м}} = 5,18 > 3.$$

Таким образом, по сравнению с единичными пересечениями (т. е. с методом разведки одноствольными скважинами) средние значения коэффициента вариации по двум пересечениям (метод разведки многоствольными скважинами с одним дополнительным стволом) имеют существенное различие независимо от расстояния (2,5; 5; 10; 20 м) отхода дополнительного ствола от основного, которое при увеличении числа стволов от 2 до 3, 4, 5 еще более увеличивается.

Сравнение вариантов многоствольных скважин с одним дополнительным стволом для разных расстояний отходов (2,5 м по сравнению с 5, 10 и 20 м):

$$t_{2,5-5\text{ м}} = \frac{122 - 118}{\sqrt{122^2/(2 \cdot 250) + 118^2/(2 \cdot 250)}} = \frac{4}{7,5} = 0,54 < 3;$$

$$t_{2,5-10\text{ м}} = 1,2 < 3; \quad t_{2,5-20\text{ м}} = 1,95 < 3.$$

Таким образом, коэффициент вариации содержаний при разведке месторождения многоствольными скважинами с одним дополнительным стволом, проектный отход которого от основного ствола составляет 2,5 м, не имеет существенного отличия от коэффициентов вариации, получаемых для фактических отходов дополнительных стволов, равных 5; 10 или 20 м. Небольшое снижение (на 4—10%) коэффициента вариации (см. табл. 18) при $N \approx 250$ может быть объяснено случайными колебаниями, присущими данной выборке.

$n = 5$. Сравнение вариантов многоствольных скважин с отходом дополнительных стволов на 2,5 м с вариантами скважин с отходами на 5; 10 и 20 м:

$$t_{2,5-5\text{ м}} = \frac{91 - 81}{\sqrt{91^2/(2 \cdot 250) + 81^2/(2 \cdot 250)}} = \frac{10}{5,4} = 1,85 < 3;$$

$$t_{2,5-10\text{ м}} = 2,64 < 3; \quad t_{2,5-20\text{ м}} = 3,9 > 3.$$

Таким образом, при $n = 5$, т. е. при разведке месторождения многоствольными скважинами с четырьмя дополнительными стволами, когда вместо проектных 2,5 м отход стволов достигает 20 м (фактически 15—13 м), наблюдается существенное различие между коэффициентами вариации содержаний, и это может нанести заданную надежность подсчета запасов полезного ископаемого в целом по месторождению.

Для случая, когда коэффициенты вариации определены по табл. 18 для каждого интервала отходов стволов (2,5; 5; 10 и 20 м) независимо от числа пересечений в одном пункте разведочной сети

(общее число проб $N = 4 \cdot 250 = 1000$), критерий согласия будет иметь следующие значения:

$$t_{2,5-5\text{м}} = \frac{104 - 99}{\sqrt{104^2/(2 \cdot 1000) + 99^2/(2 \cdot 1000)}} = \frac{5}{3,23} = 1,55 < 3;$$

$$t_{2,5-10\text{м}} = 3,87 > 3; \quad t_{2,5-20\text{м}} = 5,6 > 3;$$

$$t_{5-10\text{м}} = 2,32 < 3; \quad t_{5-20\text{м}} = 4,07 > 3.$$

Таким образом, при большем числе объединяемых проб-пересечений существенность различия имеет место при меньших расстояниях отходов дополнительных стволов (в данном случае $\sim 10-8$ м для $N = 1000$ вместо $15-13$ м для $N = 250$).

В геологоразведочной практике при разведке месторождений чаще всего бывает $100-200$ пересечений-стволов. Поэтому существенное влияние на достоверность определения запасов полезного ископаемого может произойти только при значительном изменении коэффициента вариации содержания по сравнению с коэффициентом при плановом расположении стволов скважин. Снижение коэффициента вариации более эффективно при большом числе пересечений. При разведке месторождений многоствольными скважинами лишь с одним дополнительным стволом уже наблюдается существенное различие между коэффициентами вариации по сравнению с разведкой однопобойными скважинами за счет увеличения числа пересечений рудного тела.

При разведке месторождений однопобойными скважинами изменение их положения по сравнению с проектным на $10-15$ м, а для некоторых типов месторождений даже и больше не оказывает значительного влияния на точность определения среднего содержания полезного компонента и его коэффициента вариации (на $4-10\%$, в среднем на 6% , см. рис. 5б, 6).

При разведке месторождений многоствольными скважинами точность определения среднего содержания и его коэффициента вариации в большей степени зависит от числа пересечений — дополнительных стволов, чем от расстояний между ними. Поэтому существенное различие между названными параметрами может иметь место только при значительных и при этом разносторонних отклонениях стволов от их проектных положений (не менее $10-15$ м, или $0,15-0,25$ проектного расстояния между скважинами для исследованных типов месторождений). Следовательно, нет необходимости проводить стволы как многоствольных, так и направленных скважин строго в заданные пункты разведочной сети, так как их отклонения возможны в большую и меньшую стороны, и поэтому получение существенно различных по величине коэффициентов вариации маловероятно, а то или иное отклонение стволов может отразиться в основном на изучении структуры месторождения. Однако в результате бурения одного или нескольких дополнительных стволов изучение структуры месторождения,

морфологии его рудных тел, их элементов залегания и распределения в них полезных компонентов, наоборот, улучшается.

Таким образом, более рационально осуществлять разведку трех- и четырехствольными скважинами, у которых два ствола бурятся с максимальным отходом, необходимым для данного типа месторождения и обеспечивающим наибольшее разрежение

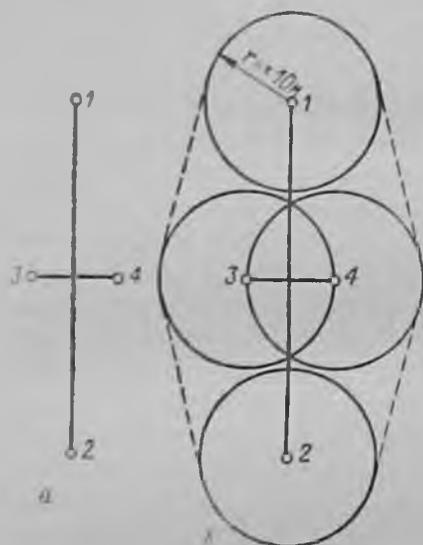


рис. 59. Схема расположения дополнительных стволов многоствольных скважин (а) и общий контур их допустимых отклонений (б)

r — радиус круга допустимого отклонения для каждого ствола.

результата. Например, отход стволов 1, 2 составляет 20 м, стволов 3, 4 — 5 м, допустимое отклонение во всех случаях равняется ± 10 м. По сравнению с принятым требованием обязательного бурения скважин в заданный пункт разведочной сети проведение стволов в пределы такого контура существенно упрощает методику и снижает затраты времени и средств на их бурение.

Оценка вероятности проведения дополнительных стволов скважин по проектным профилям

Разведка месторождений многоствольными скважинами рациональна в том случае, когда объем и стоимость работ по их бурению, а также время разбуривания дополнительных стволов меньше соответствующих затрат на бурение обычных скважин. Профили многоствольных скважин, рассчитанные на основании принципа наименьших затрат на их разбуривание, называются рациональными.

Для каждого типа многоствольных скважин в зависимости от расстояний между проектными подсечениями полезного ископаемого определяются наиболее рациональные длины дополнительных стволов, а также необходимый набор кривизны и количество постановок отклонителей, которое должно обеспечить указанный набор кривизны. Превышение числа их постановок из-за недобора кривизны в одном или нескольких случаях, аварии и осложнения с ними будут приводить к дополнительным затратам времени и средств, и в этом случае бурение дополнительных стволов может оказаться нерациональным, а следовательно, и разведка месторождений многоствольными скважинами экономически неэффективной.

Для рационального бурения скважин необходимо, чтобы при каждой постановке клина обеспечивался проектный набор кривизны и проведение скважины выполнялось без существенных отклонений от проектного профиля. В действительности из-за ряда случайных факторов (несоблюдения технологии отбуривания, ненадежного ориентирования отклонителя, влияния естественных геологических условий и разницы в твердости горных пород и т. д.) набор кривизны часто отличается от проектного при использовании отклонителей любой конструкции. Поэтому достоверность проведения дополнительных стволов скважин по проектному профилю следует определять отклонителями разных конструкций, которая будет изменяться в зависимости от степени стабильности набора кривизны каждым из них. Методика такой оценки при проведении скважин клиновыми снарядами была изложена автором ранее [37, 38].

Аналогично можно определять надежность проведения скважин по проектному профилю при применении бесклиновых снарядов. Для достижения высокой надежности проведения скважин эти снаряды также должны обеспечивать достаточно стабильные наборы кривизны на каждом интервале искусственного искривления (например, при применении снаряда ТЗ конструкции ЗабНИИ набор кривизны на 1 м составляет от 0,6 до 1,6—2°). Однако если при использовании клиновых снарядов основным недостатком чаще является недобор кривизны на цикле, то при использовании бесклиновых снарядов — резкие перегибы ствола, а поэтому его последующая длительная проработка (иногда срезание перегиба), возможность поломки снаряда и компоновки колонкового набора.

Вместе с тем, если превышение проектного набора кривизны (в пределах указанных ранее наборов на 1 м бурения) происходит в результате плавного равномерного искривления ствола, это не вызывает ухудшения процесса бурения скважины и приводит к сокращению общего количества рейсов искривления. Возможность обеспечения проектного набора кривизны в каждом цикле искривления (в результате регулирования длины каждого последующего цикла) позволяет бурить направленные и многоствольные скважины бесклиновыми снарядами со значительно более

высокой надежностью по сравнению с клиновыми. Именно эта особенность бесклиновых снарядов наряду с незначительными затратами времени на каждый градус искусственного искривления скважины (1—2 ч) обеспечивает техническую рациональность их широкого применения. (Определение экономической эффективности технических средств искусственного искривления показано ниже.)

МЕТОДИКА И ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ

Профили многоствольных скважин

Бурение многоствольных скважин проводится для выполнения различных геологических задач. Наряду с разведкой месторождений на основе бурения многоствольных скважин (см. с. 177) также скважины могут проходить также для сгущения разведочной сети при дальнейшей детализации изучаемого участка месторождения, проверки геофизических аномалий в сочетании со скважинными геофизическими методами, для отбора технологических проб полезного ископаемого значительных объемов, дополнительного отбора керна и повторного бурения зоны полезного ископаемого, ликвидации аварий и т. п.

Для выполнения каждой конкретной задачи многоствольные скважины должны иметь наиболее оптимальный проектный профиль, а забуривание и последующее бурение их дополнительных стволов осуществляться на основе таких способов и технических средств, которые обеспечивают минимальные затраты времени и средств. Наиболее яркой иллюстрацией фактически пробуренных скважин являются многоствольные скважины, пройденные на месторождении треста Артемгеология (рис. 60).

Технология забуривания дополнительных стволов определяется принятой схемой бурения многоствольной скважины (последовательность проходки стволов, их длина и величина отклонения от основного ствола, угол встречи с зоной полезного ископаемого и т. п.).

На практике применяются две методики бурения многоствольных скважин в зависимости от последовательности забуривания их дополнительных стволов (табл. 21).

Метод «сверху — вниз». Основной ствол скважины бурят до определенной глубины, на которой в результате резкого искривления забуривается первый дополнительный ствол для подсечения верхнего горизонта разведываемой зоны полезного ископаемого. Далее продолжают бурение основного ствола до следующего интервала и на этой глубине забуривают второй дополнительный ствол, а затем последующие стволы для подсечения нижележащих горизонтов изучаемого объекта. Таким образом последовательно прослеживают и изучают промышленную минерализацию по глубине ее распространения от верхних горизонтов к нижним с сохранением геологического принципа последовательности разведки

месторождений от изученного к неизвестному. Это позволяет прекратить бурение скважины (ствола) в случае выклинивания рудной зоны и, наоборот, продолжить ниже проектной глубины в случае обнаружения полезного компонента промышленного содержания [17, 43, 57].

При этом методе бурения основной ствол скважины остается свободным, что позволяет выполнять весь комплекс последующих

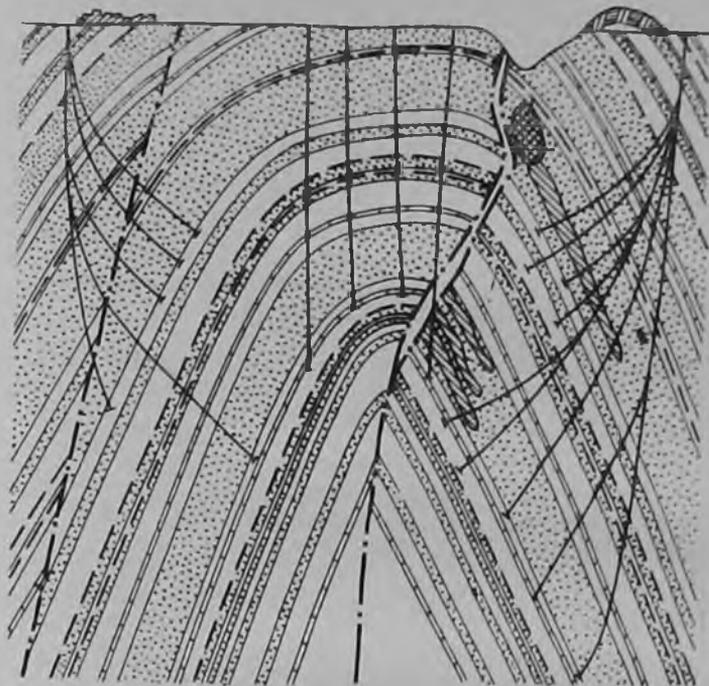


Рис. 60. Многоствольные скважины, пробуренные на месторождении треста Артемгеология (по С. М. Акимову).

скважинных геофизических и других исследований как в процессе, так и после завершения бурения скважины. Такая методика особенно рациональна для поисков и разведки месторождений, имеющих сложное строение зон полезного ископаемого: непостоянную, изменчивую мощность, крутое падение (более $40-50^\circ$), значительную протяженность по глубине, неравномерное содержание полезного ископаемого в изучаемом объекте и неравномерное распределение полезного компонента в блоках промышленного содержания и др. Однако методика отработана недостаточно и применяется эпизодически.

Метод «с п и з у — в е р х». Основной ствол многоствольной скважины бурят до предельной глубины для подсечения наиболее глубокозалегающего горизонта изучаемого объекта. Далее из этого ствола последовательно забуривают дополнительные

ВАРИАНТЫ ЗАБУРИВАНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СТВОЛОВ
МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН

Технологические варианты забуривания	Последовательность операций в технологическом варианте
Метод забуривания дополнительных стволов «снизу — вверх»	
<p><i>Клиновые:</i></p> <p>с применением стандартного клива типа: 1) КОС, КОСГ (ВИТР), 2) СКО (ЧитТГУ)</p> <p>с применением извлекаемого клива типа КПП (ВИТР)</p> <p><i>Бесклиновые:</i></p> <p>отбуривание ствола от искусственного веметаллического забоя</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Постановка пробки, ориентация и постановка клива, отбуривание, расширение ствола, бурение дополнительного ствола 2. Постановка подпятника, его ориентация, постановка клива, отбуривание, расширение ствола, бурение дополнительного ствола, извлечение желоба <p>Ориентация, постановка и отбуривание от клива, бурение ствола, извлечение клива, бурение основного ствола</p> <p>Создание искусственного забоя, постановка снаряда и бурение ствола, извлечение снаряда</p>
Метод забуривания дополнительных стволов «сверху — вниз»	
<p><i>Клиновые:</i></p> <p>с применением извлекаемого клива типа КПП (ВИТР)</p> <p><i>Бесклиновые:</i></p> <p>опережающее бурение дополнительного ствола с естественного забоя основного ствола</p>	<p>Ориентация, постановка и отбуривание от клива, бурение ствола бесклиновым снарядам, извлечение клива, бурение основного ствола</p> <p>Ориентация, постановка и резкое искривление ствола с естественного забоя при использовании бесклиновых снарядов (могут быть применены также извлекаемые клиповые снаряды), бурение дополнительного ствола, извлечение снаряда, углубка основного ствола</p>

стволы для подсечения зоны полезного ископаемого от нижних горизонтов к вышерасположенным (иногда рационально осуществлять забуривание стволов также из ранее пройденных дополнительных стволов, см. рис. 60). При бурении скважин по этой методике возможны случаи, когда основной ствол (а также и нижний дополнительный ствол) не подсечет зоны полезного ископаемого из-за выклинивания рудной зоны или изменения ее пространственного положения.

Поэтому такая методика более рациональна при проведении работ по сгущению разведочной сети, например при переходе от предварительной разведки к детальной, по повышению категоричности запасов полезного ископаемого и т. п., т. е. в тех случаях,

когда наличие зоны полезного ископаемого уже установлено. В связи с тем что каждый дополнительный ствол бурят с искусственного забоя, это приводит к перекрытию нижерасположенных интервалов ствола скважины, а поэтому все скважинные геофизические и другие исследования должны проводиться до забуривания каждого вышерасположенного ствола. Эта методика может применяться при разведке любых месторождений, но более рациональна она для разведки пластовых пологозалегающих тел, крутопадающих зон, сравнительно выдержанных по мощности на значительные глубины, столбообразных, штокверковых и тому подобных тел и др.

Таким образом, первый метод более рационален, когда разведка и разведка месторождений проектируются на основе бурения многоствольных скважин, и особенно при необходимости прослеживания зоны полезного ископаемого и прироста по ней запасов на большие глубины, второй метод — при сгущении разведочных сетей и т. п.

Методика и технология забуривания дополнительных стволов от стационарных клиньев (по методу «снизу — вверх»)

При забуривании дополнительных стволов многоствольной скважины операция отбуривания от стационарного клина является наиболее ответственной и должна выполняться так, чтобы:

— не происходило значительного зарезания желоба клина, так как это может привести к срезанию резьбы между желобом и удлинителем (раскрепляющим устройством) и последующему повороту желоба, а также не образовывалось ступенчатой поверхности на желобе;

— получаемый набор кривизны на клине обеспечивал в результате отхода дополнительного ствола от основного на интервале «ниже желоба — верхнее крепление» такую толщину стенки, чтобы не происходило ее разрушения, а отбурочный инструмент не попал в основной ствол;

— диаметр и перекос дополнительного ствола обеспечивал свободный проход стандартного колонкового набора [44].

Для выполнения указанных требований при отбуривании от стационарных клиньев открытого типа рекомендуется следующая методика.

1. Забуривание дополнительного ствола породоразрушающим инструментом, обеспечивающим сохранение диаметра основного ствола.

Клин типа КОС-73.

1-й рейс. Комбинированная алмазная коронка $\varnothing 76-42$ мм или алмазное долото $\varnothing 76$ мм, колошковая труба $\varnothing 57$ мм, бурильная труба $\varnothing 42$ мм; общая длина компоновки от торца коронки до бурильной трубы $\varnothing 42$ мм 1,3 м; длина рейса компоновкой 1,5 м, считая от верха желоба клина;

2-й рейс. Комбинированная коронка (алмазная или твердосплавная) \varnothing 76/42 или долото (алмазное, шарошечное) \varnothing 76, колонковая труба \varnothing 57 мм, бурильная труба \varnothing 42 мм; длина компоновки от торца коронки (долота) до бурильной трубы \varnothing 42 мм 1,70—1,75; длина рейса 1,7 м.

Клин типа КОС-57.

1-й рейс. Комбинированная алмазная коронка \varnothing 59/31 мм или алмазное долото \varnothing 59 мм, колонковая труба \varnothing 44 мм, шарнир ШУ-44, штанга \varnothing 42 мм; длина компоновки от торца коронки до точки изгиба шарнира 1,0 м; длина рейса 1,2 м, считая от верха желоба клина.

2-й рейс. Комбинированная алмазная или твердосплавная коронка \varnothing 59/31 мм, долото (алмазное или шарошечное) \varnothing 59 мм, колонковая труба \varnothing 44 мм, штанга \varnothing 42 мм; длина компоновки от торца коронки до точки изгиба шарнира 1,35—1,40 м; длина рейса 1,2—1,25 м.

В тех случаях, когда новый ствол забуривают в породах ниже IX категории по буримости, для сохранения прямолинейности ствола при сходе с желоба клиньев обоих диаметров бурение вторым рейсом можно проводить серийной алмазной коронкой на колонковой трубе длиной 0,5 м (проходка за рейс 0,5 м); затем рейс на колонковой трубе длиной 1,0 м (проходка за рейс 0,5 м) и рейс на колонковой трубе длиной 1,5 м (проходка за рейс 1,5 м).

Забуривание дополнительного ствола можно считать законченным, когда в этот ствол может пройти колонковая труба, по диаметру и длине соответствующая принятой технологии бурения. В условиях, когда требуется проводить дальнейшее искривление дополнительного ствола, необходимо, чтобы в ствол свободно проходил отклоняющий снаряд соответствующего диаметра. Для свободного и безаварийного прохода широко применяемых отклоняющих снарядов в пределах интервала забуривания дополнительного ствола со стационарного клина достаточно обеспечить свободный спуск трехметрового колонкового набора, имеющего диаметр, равный диаметру основного ствола скважины. Свободному проходу такого набора через интервал зарезки ствола препятствует перегиб, образующийся в начале интервала забуривания дополнительного ствола у верхней кромки желоба стационарного клина. Для его ликвидации рекомендуется применять специальный фрезер [1, 44]. Он состоит из трехметровой бурильной трубы, на которой электрозаклепками крепят переходник (в 1—1,5 м от нижнего конца) под стандартную алмазную коронку и расширитель; выше его, на расстоянии 1—1,5 м, на электрозаклепках закрепляют муфту, диаметр которой на 1—2 мм меньше диаметра коронки, а на нижний конец бурильной трубы наворачивают коническую направляющую того же диаметра, что и муфта.

Проработка скважины фрезером проводится начиная от верха желоба клина на I или II скорости вращения и небольшой подаче бурильной колонны вниз для интенсивной проработки ствола

алмазной коронкой и расширителем, которые прижимаются к стенке скважины, противоположной желобу клина, и фрезеруют ее.

Рациональный способ за-бурирования стволов предложен в Восточно-Казахстанском территориальном геологическом управлении. Для этого разработано специальное приспособление, на котором стационарный клин опускается в скважину. После ориентации и установки клина срезаются заклепки, удерживающие приспособление, и его выступающий шток 1 с эксцентричным сектором (разрез А—А) опускается вниз по желобу и заклинивается между стенкой скважины и желобом (рис. 61) подобно расширителю Томсона (США). После этого осевая нагрузка увеличивается, что приводит к срезанию винта 6. Включают I скорость вращения шпинделя станка и промывочный насос и начинается забуривание стенки скважины выше верха стационарного клина со стороны, противоположной его желобу. Это происходит в результате того, что алмазная коронка 2, центрируемая кольцом-стабилизатором 3, перемещается по невращающемуся штоку 1 вниз, а шток на центрирующей втулке 4 перемещается внутрь корпуса 5 приспособления. После того как шток дойдет до упора о переходник 7, а коронка образует в стволе ступеньку, расположенную ниже верха желоба, приспособление извлекают

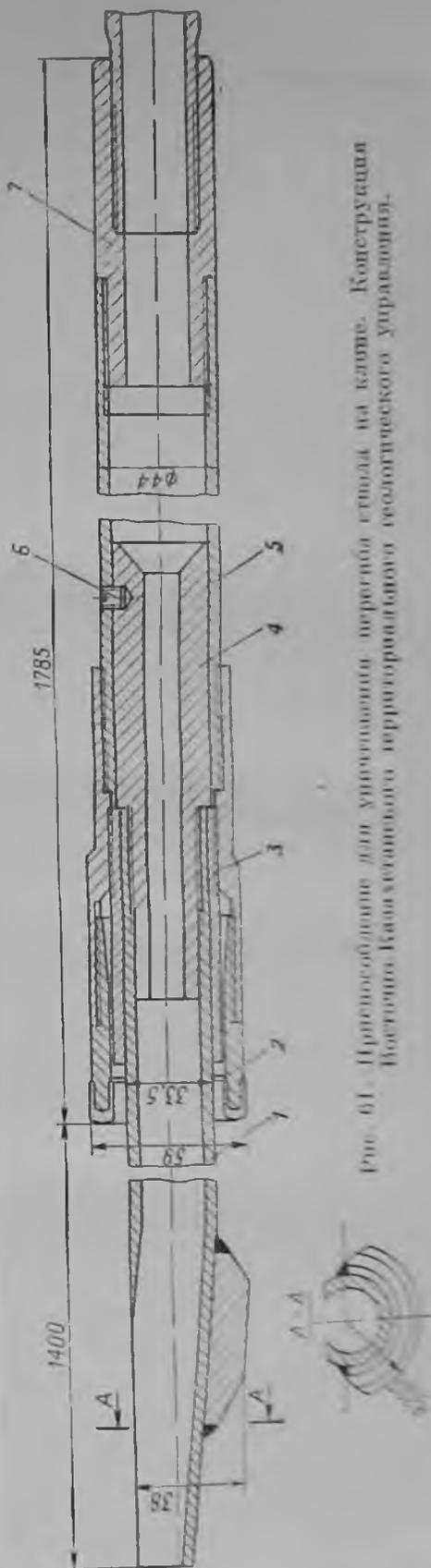


Рис. 61. Приспособление для упрочнения верха ствола на клине. Конструкция Восточно-Казахстанского территориального геологического управления.

из скважины. Уничтожение перегиба в интервале верха клина позволяет использовать для забуривания ствола серийный породоразрушающий инструмент, равный диаметру основного ствола, и коловковый набор длиной 1—2 м в зависимости от крепости пород, что значительно упрощает технологию забуривания дополнительного ствола.

Рекомендованная последовательность компоновок обеспечивает минимальное зарезание желоба клина при отбуривании и такую форму ствола ниже желоба, при которой не тратится много времени на забуривание и расширение дополнительного ствола и упрощается переход на бурение стандартным коловковым набором.

Технология бурения следующая. В пределах желоба клина бурение первой компоновкой происходит при вращении бурильной колонны на I скорости. Осевую нагрузку на забой увеличивают по мере углубки по желобу через каждые 0,2 м. Рекомендуемые величины нагрузки на коронку при отбуривании от клина приведены в табл. 22. Бурение второй и последующими компоновками проводится при вращении бурильной колонны на II—III скорости при нагрузке, определяемой буримостью проходимых горных пород, диаметром и видом породоразрушающего инструмента.

Применение данной технологии обеспечивает набор кривизны на клине до 2°, что является достаточным для выполнения указанных выше требований (в горных породах VII—IX категорий по буримости), а перегиб уничтожается с меньшими затратами дополнительного времени.

2. Забуривание дополнительного ствола породоразрушающим инструментом меньшего диаметра по сравнению с основным ство-

Таблица 22

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ОСЕВЫЕ НАГРУЗКИ ПРИ ОТБУРИВАНИИ ОТ КЛИНА, КГС

Тип клина	Породоразрушающий инструмент	Расстояние от верха желоба, см							
		0	20	40	60	80	100	120	140
КОС-73	Бескерновое долото \varnothing 76 мм	500	850	1100	1300	1500	1700	1800	2000
	Комбинированная коронка \varnothing 76/42 мм	500	800	900	950	1050	1100	1150	1250
КОС-57	Бескерновое долото \varnothing 59 мм	350	700	900	1100	1250	1400	—	—
	Комбинированная коронка \varnothing 59/31 мм	350	600	700	800	900	1000	—	—

дом. В некоторых геологических организациях при забурировании дополнительных стволов многоствольных скважин используют колонковые наборы с породоразрушающим инструментом меньшего диаметра по сравнению с основным стволом [6, 9, 12, 52].

Методика забурирования дополнительных стволов от клина СКО-73 Читинского ТГУ состоит из ряда последовательных рейсов бурения компоновками с серийной алмазной коронкой, на один размер меньшей по сравнению с диаметром основного ствола. В первом рейсе длина колонковой трубы в компоновке равна 0,5—0,6, во втором 1,0, в третьем 1,5, в четвертом 2,0 м и затем колонковый набор стандартной длины. Длина рейса равна или несколько меньше длины колонковых труб. Таким образом, эта методика соответствует общепринятой. В дальнейшем ствол не расширяют.

Более рациональной является методика забурирования дополнительного ствола с его последующим расширением до диаметра основного ствола скважины. Она заключается в следующем [9, 12]. От стационарного клина 1 типа КСО отбуривается ствол длиной 1,6 м алмазной коронкой 2, на один размер меньшей диаметра основного ствола (рис. 62, а). В состав набора входят колонковая труба 3, шарнир 5 с переходником 4 и бурильная труба 6. Бурение проводится на расстоянии 0—0,2 м от верха желоба при осевой нагрузке 100—300 кгс и вращении бурильной колонны на I скорости станка. В интервале 0,2—1,6 м осевая нагрузка последовательно через каждые 0,2 м увеличивается и достигает 500—700 кгс, а вращение колонны увеличивается до II—III скорости.

Этот ствол уменьшенного диаметра во втором рейсе расширяется специальной компоновкой (рис. 62, б). Она состоит из комбинированной алмазной коронки 8 типа АКШ, ИКШ на переходнике 9, имеющем выступающий направляющий стержень 7; шарнира 10, армированного твердым сплавом; бурильной колонны 11. Наличие направляющего стержня 7 предотвращает зарезание отклоняющего желоба клина 1 и прижимает алмазную коронку к противоположной стенке ствола скважины, в результате чего происходит расширение ствола. Интервал 0—0,2 м расширяется при осевой нагрузке 200—300 кгс, вращение бурильной колонны — на I скорости; интервал 0,2—1,6 м расширяется при нагрузке от 300 до 700—800 кгс, вращение бурильной колонны — на II—III скорости.

Дальнейшая проработка ствола и ликвидация перекоса проводятся специальным фрезером конструкции КазИМС (рис. 62, в). Его компоновка состоит из комбинированной алмазной коронки или шарошечного долота 12, соединенных колонковой трубой 13 с шарниром 14, которые образуют нижнее направляющее звено. Выше компоновка состоит из 3—4 алмазных коронок 17, соединенных отрезками труб 16 с переходником 15, и шарнира 14, составляющих жесткое звено — расширитель. Такая компоновка позволяет многократно расширять ствол скважины выше желоба клина и в пределах желоба в течение одного рейса. Выполнение этой операции осуществляется при пониженных режимах: осевая

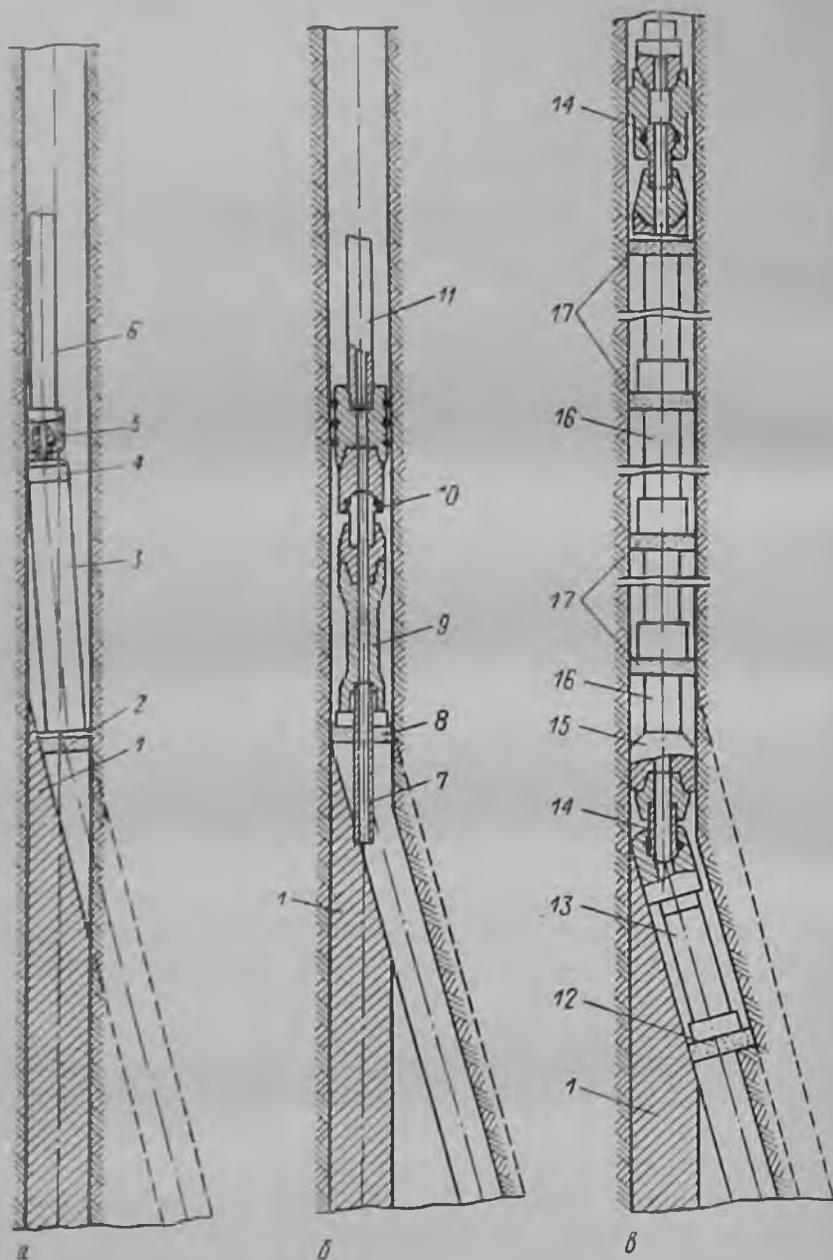


Рис. 62. Последовательность операций забуривания дополнительного ствола многоствольной скважины (по А. С. Гончаренко).

а — забуривание ствола уменьшенного диаметра; б — расширение ствола; в — проработка расширенного ствола ступенчатым расширителем.

нагрузка 100—150 кгс с небольшой подачей вниз, вращение буровой колонны на I скорости станка; по мере проработки перекоса и образования ступеньки осевая нагрузка увеличивается до 300—400 кгс.

В породах средних категорий по буримости данная методика обеспечивает последующий спуск стандартного колонкового набора для бурения скважины нового направления. В породах высоких категорий интервал забуривания дополнительного ствола прорабатывают серией укороченных колонковых наборов с серийными алмазными коронками. Длины наборов составляют 1; 1,5; 2,3 и 4,5 м, проходка за рейс равна длине набора.

Забуривание дополнительного ствола от клина при повторном бурении КПП проводят также породоразрушающим инструментом меньшего диаметра, так как по конструктивному устройству это клин закрытого типа. Как ранее указывалось, при использовании этого клина операции ориентирования, закрепления и отбуривания первого рейса совмещены. В пределах желоба клина бурение должно проводиться при осевой нагрузке в пределах 200—500 кгс и вращении буровой колонны на II скорости станка. После отбуривания первого рейса дальнейшее бурение проводится колонковым набором или двойной колонковой трубой (например, конструкции Алексеенко на угольных месторождениях Донбасса) длиной не более 2,5 м.

Методика и технология забуривания дополнительных стволов отклоняющими снарядами

При использовании отклоняющих снарядов всех перечисленных ранее конструкций забуривание дополнительных стволов многоствольных скважин может успешно проводиться при бурении стволов по методу «сверху — вниз». Особенно эффективным является применение бесклиновых снарядов, так как они способны за один рейс бурения обеспечить набор кривизны не менее 3—5° на интервале 3—6 м и более. Указанный набор кривизны является достаточным, чтобы создать новое направление дополнительному стволу и сравнительно резкий отход от основного ствола (последнее необходимо для обеспечения дальнейшего бурения основного ствола по его проектному профилю). Дальнейшее проведение дополнительного ствола по его профилю осуществляется в соответствии с методикой и технологией бурения скважин бесклиновыми снарядами с естественного забоя, которые изложены ранее, в гл. 5.

После завершения бурения дополнительного ствола по методу «сверху — вниз» сложной операцией является переход на бурение основного ствола для продолжения его бурения по проектному профилю. Сложность этой операции в том, что после забуривания дополнительного ствола интервал перехода интенсивно прорабатывается для обеспечения последующего спуска и бурения дополни-

тельного ствола стандартным колонковым набором. Поэтому при спуске компоновки колонкового набора для продолжения бурения основного ствола компоновка легко проходит в дополнительный ствол. Это вынуждает для забуривания основного ствола применять жесткие компоновки [41, 47, 54, 57], например показанные на рис. 28 (снаряд СПИ без шарвира), 50, 51, 55.

Наиболее эффективна эта операция в том случае, когда бурение дополнительного ствола выполнено бесклиновым снарядом (или отклоняющими снарядами других конструкций), диаметр которого на один диаметр меньше основного ствола. В этом случае можно рекомендовать на забое основной скважины забурить ствол меньшего диаметра (на два размера), а по длине равный или несколько больше длины бесклинового снаряда. С забоя этого участка провести забуривание дополнительного ствола. После этого дальнейшая углубка основного ствола продолжается ступенчатой компоновкой; ее направляющая часть должна соответствовать диаметру бурения меньшего участка (длина колонковой трубы меньшего диаметра 0,5—1 м), а основной корпус — диаметру бурения основного ствола. После углубки скважины такой компоновкой на 2—3 м ниже устья дополнительного ствола следует переходить на бурение скважины породоразрушающим инструментом основного диаметра.

Рациональным методом забуривания дополнительных стволов по методу «сверху — вниз» может явиться сочетание бесклиновых снарядов с постановкой клина для повторного бурения КПП. При этом методе клин КПП устанавливается непосредственно на забой скважины или на установленную внизу клина одну бурильную трубу. При отбуривании дополнительного ствола меньшим диаметром клин можно применять в конструктивном варианте, изложенном ранее (длина дополнительных стволов должна быть небольшой — примерно до 50—100 м). После проектного набора кривизны бесклиновым снарядом и окончания бурения дополнительного ствола клин извлекают гидравлической труболовкой или метчиком, а бурение основного ствола продолжают стандартным колонковым снарядом ниже устья дополнительного ствола без каких-либо дополнительных приспособлений и специальных работ.

При отбуривании дополнительного ствола породоразрушающим инструментом равного диаметра с основным стволом желоб клина КПП должен изготавливаться с отверстием в верхней части (подобно клину Холл-Роу и СКО) для его последующего извлечения из скважины специальным крюком. Спуск, ориентирование и начальный этап забуривания дополнительного ствола должны выполняться при использовании приспособления Восточно-Казахстанского геологического управления (см. рис. 61). После отбуривания дополнительного ствола ниже желоба клина на расстоянии 3—5 м дальнейший набор кривизны должен осуществляться бесклиновыми и другими отклоняющими снарядами.

После окончания бурения дополнительного ствола в скважину опускают специальный ловильный крюк (рис. 17, а). Крюк должен легко входить в фигурный паз желоба клина. Размеры паза в желобе клина по опыту эксплуатации СКО-73 рекомендуются следующие: паз 120×20 мм на всю глубину тела желоба с углом $40-45^\circ$ [52]; профиль крюка должен иметь тот же угол, его ширина 55 мм, толщина 17—18 мм; длина стержня крюка до переходника на бурильные трубы 700 мм. Крюк в переходник ввинчивается эксцентрично. Смещение должно составлять 5—6 мм; оно необходимо для того, чтобы при подъеме клина крюком верхняя часть желоба отводилась от стенки к центру ствола, что обеспечивает более свободное извлечение клина из скважины.

После извлечения клина КПП основной ствол оказывается свободным для последующего его бурения стандартным колонковым набором без каких-либо дополнительных приспособлений и работ.

Бесклиновые снаряды могут быть использованы для забуривания дополнительных стволов также по методу «снизу — вверх» при условии создания в скважине на заданной глубине искусственного неметаллического забоя. Этот метод является рациональным, так как после окончания бурения одного или нескольких дополнительных стволов неметаллические забои могут быть разбурены при необходимости проведения в скважине скважинных геофизических и других исследований. Однако методика и технология создания таких забоев в настоящее время отработаны еще недостаточно, и практически работами сотрудников КазИМС и ЗабНИИ выполнены только первые опыты по освоению как метода создания забоя, так и забуривания в последнем дополнительных стволов. Для создания искусственных забоев КазИМС в качестве быстротвердеющих смесей в основном применяет дорогостоящие эпоксидные смолы, а ЗабНИИ более дешевые глиноземистые цементы, а также карбамидные смолы МФ-17 [47].

Первые опыты ЗабНИИ по забуриванию стволов бесклиновым снарядом ТЗ с указанных искусственных мостов в нескольких скважинах Гагаринской и Пельменевской ГРП Сосновской ГРЭ позволили в нескольких случаях получить удовлетворительные результаты. Следует подчеркнуть, что они были получены при применении специальных твердосплавных долот с усиленными боковыми резцами для более интенсивной подработки боковых стенок скважины. Длина дополнительных стволов 109—189 м, время бурения 7—17 суток. Искусственные мосты, несмотря на их меньшую прочность по сравнению с прочностью вмещающих пород, за это время не разрушились (это привело бы к потере дополнительного ствола), поэтому работы по созданию искусственных забоев в скважинах и отработке технологии бурения с этих забоев дополнительных стволов многоствольных скважин следует продолжать.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И ТЕХНОЛОГИИ ИСКУССТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН

При бурении направленных и многоствольных скважин может использоваться большое количество искусственных отклонителей. Их положительные качества, как правило, оцениваются лишь по отдельным выборочным показателям, например по величине набравшего угла искривления, затратам времени за цикл и др.

В некоторых работах оценка эффективности технических средств и технологии искусственного искривления скважин производится на основе зависимостей, в которых связи между основными факторами носят условный характер [21]. При этом не учитывается, что большой набор кривизны на малом интервале может приводить к резким перегибам ствола, поломке снаряда и последующему срезанию перегиба, а также к частым обрывам бурильной колонны в интервале перегиба. Не учитывается также, что равный набор кривизны может быть получен снарядами, стоимость которых различается в 2—5 раз, и др.

Наиболее объективная и полная оценка сравнительной технико-экономической эффективности технических средств и технологии искусственного искривления скважин может быть выполнена на основе принятых методов определения экономической эффективности новой техники, учитывающих все основные технические и экономические ее показатели, т. е. на основе «Типовой методики определения экономической эффективности капитальных вложений» (1969 г.) и «Методики определения экономической эффективности новой геологоразведочной техники» Министерства геологии СССР (1963 г.).

Оперативная оценка эффективности новой техники при проведении ее предварительных и приемочных испытаний может производиться по предлагаемой ниже методике на основании удельного экономического эффекта, который представляет собой комплексный показатель, так как учитывает все основные технические и экономические показатели новой техники и, таким образом, определяет технический уровень и совершенство этой техники и ее стоимостные характеристики.

При этом под новой техникой может подразумеваться любая новая конструкция искусственного отклонителя и новая, более производительная и экономичная технология искусственного искривления скважины при использовании в базовом и новом варианте отклонителя одной или разных конструкций.

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta C + E \Delta K = (C_б - C_н) + E (K_б - K_н), \quad (58)$$

где ΔC — экономия по себестоимости работ, руб./м; $C_б, C_н$ — себестоимость работ базовой и новой техники, руб./м; ΔK — экономия по удельным капитальным вложениям, руб./м; $K_б, K_н$ — удельные

капитальные вложения при работе базовой и новой техникой, руб./м; E — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений (срок службы средств направленного бурения, как правило, менее 1 года, поэтому $E = 1$).

Экономия по себестоимости работ определяется следующим расчетом:

$$C_6 = Z_6/P_6; \quad C_n = Z_n/P_n, \quad (59)$$

где Z_6, Z_n — стоимость 1 станко-смены бурения скважины или ее интервалов базовой и новой техникой, руб./станко-смена; P_6, P_n — производительность (скорость) бурения базовой и новой техникой, м/станко-смена, определяемая из формулы

$$P = \frac{T}{T_q + \frac{T_{сп} + T_{сп.н}}{A} + T_b} = \frac{T}{\frac{1}{v_m} + \frac{T_{всп}}{A} + T_b}; \quad (60)$$

T — продолжительность смены, ч; T_q — затраты времени на чистое бурение 1 м скважины, ч; $T_{всп} = T_{сп} + T_{сп.н}$ — вспомогательное время на спуск и подъем колонны ($T_{сп}$), на вспомогательные операции при спуске и подъеме, на ориентацию отклонителя и постановку его на забой и др. ($T_{сп.н}$), ч/рейс; T_b — вспомогательное время на перекрепление, наращивание и другие операции, ч/м; A — длина рейса, м; v_m — механическая скорость бурения, м/ч.

Экономия по капитальным вложениям определяется следующим расчетом:

$$\Delta K = K_6 - K_n = P_6/O_6 - P_n/O_n = P_6/M_6P_6 - P_n/M_nP_n, \quad (61)$$

где K_6, K_n — капитальные вложения в базовую и новую технику, руб.; P_6, P_n — стоимость базовой и новой техники, руб.; O_6, O_n — объем работы, выполняемый базовой и новой техникой, м; M_6, M_n — ресурс работы базовой и новой техникой, станко-смена.

Сравнение новой и базовой техники по таким факторам, как затраты времени на бурение и вспомогательные операции, механическая скорость и длина рейса, и приведение их к сопоставимости на бурение 1 м интервала искусственного искривления скважины обеспечивают достаточно полную техническую характеристику новой техники с точки зрения ее оценки как наиболее производительного средства направленного бурения.

Однако при бурении направленных и многоствольных скважин наряду с высокой скоростью очень важно, чтобы отклонитель мог давать искусственное искривление. При использовании отклонителей разных конструкций обеспечиваются различные наборы кривизны (от 1,5—2 до 5—10° на цикл). Поэтому все указанные затраты [в формулах (58)—(61)] также должны приводиться к сопоставимости, т. е. к равному набору кривизны на 1 м интервала искусственного искривления.

Приведение затрат по показателям формул (58)—(61) к сопоставимости по набору кривизны может быть выполнено, если формулу (58) представить в виде

$$\Delta \mathcal{E} = \left(C_{\text{б}} \frac{i_{\text{н}}}{i_{\text{б}}} - C_{\text{н}} \right) + E \left(K_{\text{б}} \frac{i_{\text{к}}}{i_{\text{б}}} - K_{\text{н}} \right), \quad (62)$$

$i_{\text{к}}$, $i_{\text{н}}$ — удельный набор кривизны базовой и новой техникой, градус/м.

При этом необходимо иметь в виду, что удельный набор кривизны отклонителем каждой конструкции должен быть таким, чтобы обеспечивался нормальный процесс бурения как интервала искусственного искривления без поломок отклонителя, так и последующего бурения без увеличения количества обрывов буровой колонны и других аварий. Удельный набор кривизны должен быть ограничен в следующих пределах: для отклоняющих клиновых снарядов и клиньев типа СНБ-КО, СО, СНБ-АС и других, создающих сравнительно резкие перегибы ствола, не более $0,5^\circ$ на 1 м, а для бесклиновых снарядов, обеспечивающих более плавную кривизну ствола — до 1° (лишь при забурировании дополнительных стволов многоствольных скважин в благоприятных геологических условиях набор кривизны может быть принят большим). Эти ограничения имеют особенное значение при бурении скважин легкосплавными буровыми колоннами, колоннами ССК и т. п.

Положительная величина удельного экономического эффекта свидетельствует о рациональности новой техники и технологии как с технической стороны (по росту производительности и удельному набору кривизны), так и в стоимостном отношении. Причем величина экономического эффекта устанавливается применительно только к интервалу искусственного искривления, и поэтому данную методику для расчета годового экономического эффекта использовать не рекомендуется (в ней не учтены другие капитальные затраты и т. п.).

Таким образом, приведенная методика, по нашему мнению, позволяет объективно и всесторонне оценивать новые технические средства для направленного бурения и технологию искусственного искривления скважин при использовании искусственных отклонителей различных конструкций и оперативно производить выбор или давать рекомендации по применению того или иного отклонителя для конкретных геологических условий.

Рациональность данной методики сравнительной оценки отклонителей покажем на примерах.

Пример 1. При использовании снаряда СО-73 удельный набор кривизны на цикл составляет $i_{\text{б}} = 0,25^\circ$ на 1 м; $P_{\text{б}} = 2,5$ м/станко-смена; стоимость СО-73 в комплекте $P_{\text{с}} = 150$ руб.; объем работы $O_{\text{б}} = 25$ м.

При использовании бесклинового снаряда ТЗ-73 $i_{\text{н}} = 0,75^\circ$ на 1 м; $P_{\text{н}} = 4$ м/станко-смена; $P_{\text{н}} = 600$ руб. Объем работы по данным испытаний: наименьший $O_{\text{н}} = 4$ м (1 цикл), наибольший $O_{\text{н}} = 51$ м (26 циклов).

Стоимость 1 станко-смены примем при использовании СО-73 $З_С = 45$ руб./станко-смена; при использовании ТЗ-73 $З_П = 48$ руб./станко-смена.

$$\Delta \mathcal{E}' = \left(\frac{45}{2,5} \cdot \frac{0,75}{0,25} - \frac{48}{4} \right) + 1 \left(\frac{150}{25} \cdot \frac{0,75}{0,25} - \frac{600}{4} \right) = -84 \text{ руб./м};$$

$$\Delta \mathcal{E}'' = \left(\frac{45}{2,5} \cdot \frac{0,75}{0,25} - \frac{48}{4} \right) + 1 \left(\frac{150}{25} \cdot \frac{0,75}{0,25} - \frac{600}{51} \right) = +54 \text{ руб./м}.$$

Наименьший объем работы каждым снарядом ТЗ-73 при данных условиях, при котором его применение эффективно по сравнению с клиновым снарядом, должно составлять более 9 м.

Пример 2. При тех же условиях $i_С = 0,5^\circ$ на 1 м; $i_П = 1^\circ$ на 1 м.

$$\Delta \mathcal{E}' = \left(\frac{45}{2,5} \cdot \frac{1}{0,5} - \frac{48}{4} \right) + 1 \left(\frac{150}{25} \cdot \frac{1}{0,5} - \frac{600}{4} \right) = -114 \text{ руб./м};$$

$$\Delta \mathcal{E}'' = \left(\frac{45}{2,5} \cdot \frac{1}{0,5} - \frac{48}{4} \right) + 1 \left(\frac{150}{25} \cdot \frac{1}{0,5} - \frac{600}{51} \right) = +24 \text{ руб./м}.$$

Наименьший объем работы снарядом ТЗ-73 в этом случае должен составлять не менее 17 м.

Таким образом, методика позволяет не только оценить эффективность новой техники, но и установить границы необходимой работоспособности этой техники, при превышении которых ее применение перестает быть рациональным.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алмазное бурение направленных и многозабойных скважин. Л., «Недра», 1969. 93 с. Авт.: В. Г. Вартыкян, А. М. Курмашев, Ю. Т. Морозов и др.
2. Бодрых А. А., Кармалыский Г. К. Керноскоп КО и кернометр ПТ-1. Свердловск, Уральское ТГУ, 1970. 47 с.
3. Боярко Ю. Л. Борьба с искривлениями скважин. Томск, 1968. 107 с.
4. Бурение многозабойных скважин при разведке рудных месторождений. Алма-Ата, 1969. 102 с. Авт.: Х. И. Мурсалимов, И. Н. Страбыкин, Н. К. Кузьмина, Ф. Д. Вытоптов.
5. Бычков Е. П. К вопросу исследования напряженного состояния горных пород в призабойной зоне буровых скважин. — «Методика и техника разведки», 1971, № 74, с. 11—14.
6. Вайпов Ф. А., Иванов Ю. С. Опыт бурения многоствольных скважин в организациях Читинского геологического управления. — «Экспресс-информация», 1972, № 12, с. 13—26.
7. Вартыкян В. Г., Юдборовский П. М. Технология искусственного искривления скважин малого диаметра. — «Методика и техника разведки», 1969, № 66, с. 52—56.
8. Вентцель Е. С. Теория вероятностей. М., «Наука», 1964. 560 с.
9. Вытоптов Ф. Д. Исследование и разработка методики проектирования технических средств и технологии многоствольных скважин. — Автореф. канд. дис. Томск, 1971. 24 с.
10. Галич Н. В. Кливаж пород и искривление стволов буровых скважин. — «Разведка и охрана недр», 1962, № 8, с. 51—53.
11. Герцберг Ю. М., Серода Н. Г. Исследование сил, действующих на долото при разбуривании наклоннозалегающих пропластков пород. — «Нефт. хоз-во», 1968, № 10, с. 12—15.
12. Гопчаренко А. С. Бурение дополнительных стволов скважин с помощью отклоняющих клиньев. — «Разведка и охрана недр», 1973, № 5, с. 52—54.
13. Грибский Н. А. Причина и закономерности начальных отклонений буровых скважин. — «Бюл. техн. информ. Вост. Каз. геологического упр.». Усть-Каменогорск, 1958, № 3—4, с. 16—18, № 5—6, с. 19—25.
14. Данильченко И. Е. Направленное и многозабойное бурение геологоразведочных скважин на железорудных месторождениях Украины. «Обзор», № 54. М., 1970. 25 с.
15. Заложнев В. Н. Опыт применения спарядов для направленного бурения АН-73 и АН-57. — «Экспресс-информация», 1971, № 127. 11 с.
16. Инструктивные указания по алмазному бурению скважин на месторождениях Южного Казахстана. Л., 1973. 72 с. Авт.: В. И. Васильев, Ю. А. Оношко, Л. Д. Иткин и др.

17. К а л и п и н А. Г. Искривление буровых скважин. М., Гостоптехиздат, 1963. 306 с.
18. К и ч и г и п К. М. Опыт внедрения керпометрии на Урале. — «Разведка и охрана недр», 1970, № 2, с. 30—34.
19. К о м б и н и р о в а н н ы й метод бурения в сложных геологических условиях. — «Разведка и охрана недр», 1965, № 11, с. 22—26. Авт.: М. И. Исаев, Ю. Т. Морозов, В. Г. Вартыкин и др.
20. К о п ы л о в В. Е. Об искривлении скважин алмазного бурения. — «Разведка и охрана недр», 1962, № 6, с. 21—24.
21. К о с т и н Ю. С., С о л о в о в Ю. Г., Г у р у л е в С. В. Метод эконоимической оценки технических средств и технологии искусственного искривления скважин. — В кн.: Совершенствование техники и технологии геологоразведочных работ в Забайкалье. Чита, 1973, с. 186—190.
22. К у р м а ш е в А. М. Инструктивные указания по исправлению искривившихся скважин и перебуриванию пропускных угольных пластов при алмазном бурении в условиях Центрального Донбасса. Л., 1967. 18 с.
23. Л и м а н о в Е. Л., Л а т ы п о в А. С. Неиспользованные резервы гидроударного бурения. — «Разведка и охрана недр», 1972, № 7, с. 50—53.
24. М и х е е в Н. Н. О длине двойных колонковых труб для алмазного бурения. — «Методика и техника разведки», 1968, № 63. Л., 1968, с. 34—37.
25. М п х е е в Н. Н., М о р о з о в Ю. Т. Классификация типов предпарительных моделей механизма естественного искривления скважины для системы автоматического управления процессом бурения. — «Методика и техника разведки», 1970, № 71, с. 21—26.
26. М и х е е в Н. Н., М о р о з о в Ю. Т. Разработка системы регулирования пространственного искривления ствола скважины для оптимальной системы управления «буровой станок — буровой снаряд — скважина». — «Методика и техника разведки», 1971, № 77, с. 32—40.
27. М о р о з о в Ю. Т. О закономерностях искривления колонковых скважин на Бакальском месторождении. — «Изв. вузов. Геология и разведка», 1960, № 9, с. 114—121.
28. М о р о з о в Ю. Т. Влияние литологического состава горных пород на разработку стволов и искривление колонковых скважин. — «Бюл. науч.-техн. информ.», М., ВИЭМС, 1961, № 4 (32), с. 53—56.
29. М о р о з о в Ю. Т. Влияние угла падения пород на механическую скорость бурения и направление искривления скважин. — «Изв. вузов. Геология и разведка», 1961, № 11, с. 115—119.
30. М о р о з о в Ю. Т. Классификация направлений искривлений колонковых скважин в зависимости от их положения на геологической структуре, величин углов встреч и физико-механических свойств горных пород. — «Изв. вузов. Геология и разведка», 1962, № 9, с. 120—127.
31. М о р о з о в Ю. Т. Характер искривления колонковых скважин в зависимости от геологических условий. — «Методика и техника разведки», 1963, № 42, с. 19—31.
32. М о р о з о в Ю. Т. К вопросу о методике разведки месторождений направленным и многозабойным бурением скважин. — «Методика и техника разведки», 1964, № 48. Л., с. 5—14.
33. М о р о з о в Ю. Т. Закономерности искривления скважин при алмазном бурении. — «Методика и техника разведки», 1966, № 56, с. 9—16.
34. М о р о з о в Ю. Т. Применение гидроударных машин для направленного бурения скважин. — «Изв. вузов. Геология и разведка», 1967, № 7, с. 143—145.
35. М о р о з о в Ю. Т. Определение вероятности проходки скважин по проектному профилю в различных геологических условиях. — «Методика и техника разведки», 1969, № 66, с. 11—20.
36. М о р о з о в Ю. Т. Методика и техника отбора ориентированных кернов из скважин малого диаметра. — «Изв. вузов. Геология и разведка», 1970, № 3, с. 146—148.

37. Морозов Ю. Т. Анализ и методы оценки вероятности проведения скважин по проектным профилям и сохранения заданной плотности разведочной сети. — «Обзор». М., 1970. 41 с.
38. Морозов Ю. Т. Пути повышения технико-экономической эффективности разведки месторождений многозабойными скважинами. — «Изв. вузов. Геология и разведка», 1972, № 9, с. 141—147.
39. Морозов Ю. Т. Разведка месторождений многозабойными скважинами и технические средства для их проведения по проектным профилям. — «Обзор». М., 1972. 40 с.
40. Морозов Ю. Т. Механизм и закономерности естественного искривления скважин алмазного бурения. — «Обзор». М., 1972. 22 с.
41. Морозов Ю. Т., Михеев Н. Н. О характере намещения усилий, действующих на колонковый снаряд на контакте пород разной твердости. — «Методика и техника разведки», 1969, № 66, с. 44—46.
42. Морозов Ю. Т., Яковлев Ю. А. Практика направленного бурения скважин малого диаметра за рубежом с применением клипа Клапписона. — «Информ. сообщ.», 1969, № 82. М., 10 с.
43. Морозов Ю. Т., Алексенко М. П., Тихонов А. М. Методика разведки месторождений многозабойными скважинами и технология их бурения бесклиновыми снарядами непрерывного действия. — «Экспресс-информация», 1970, № 93. М., ВИАМС, 1970. 20 с.
44. Морозов Ю. Т., Шитихин В. В., Юдборовский И. М. Бурение направленных и многозабойных скважин малого диаметра. Л., ВИТР, 1971, 48 с.
45. Первеев Л. С. Исследование основных причин искривления скважин в Донецком бассейне и разработка мероприятий по снижению их кривизны. — Автореф. канд. дис. Днепропетровск, 1965. 19 с.
46. Первеев Л. С., Нор В. В. Закономерности искривления и пути снижения кривизны глубоких геологоразведочных скважин в Донбассе. — «Обзор», 1968, № 18. 28 с.
47. Перминов В. В., Здоров В. П. К вопросу бесклиновой забурки дополнительного ствола при многоствольном бурении. — В кн.: Совершенствование техники и технологии геол.-развед. работ в Забайкалье. Чита, 1973, с. 166—174.
48. Приборы для отбора и исследования ориентированного керна и их применение. Алма-Ата, 1965. 44 с. Авт.: М. И. Казанцев, Н. А. Грибский, А. С. Пеньков и др.
49. Пята С. А. Применение гироскопического курсо-указателя для ориентации отклоняющих устройств в скважине. — «Изв. вузов. Геология и разведка», 1972, № 3, с. 118—121.
50. Результаты работы снаряда ТЗ при многоствольном бурении. — «Разведка и охрана недр», 1972, № 12, с. 30—33. Авт.: В. В. Перминов, Ю. С. Костин, Ю. Ф. Блохин, Ю. С. Иванов.
51. Руководство по бурению геологоразведочных скважин алмазными коронками. Л., «Недра», 1970, с. 130—142. Авт.: Г. А. Блинов и др.
52. Рязанов В. И., Сулакшин С. С., Спиридопов Б. И. Анализ способов экономического обоснования направленного бурения скважин. — В кн.: Совершенствование техники и технологии геол.-развед. работ в Забайкалье. Чита, 1973, с. 174—185.
53. Середкин А. И. Опыт проходки многозабойных скважин при помощи снаряда «комплекс — СКО-73». М., 1969. 13 с. (Библиотечка передового опыта).
54. Смирнов Н. В., Дунин-Барковский И. В. Курс теории вероятностей и математической статистики. М., «Наука», 1969. 511 с.
55. Соловьев В. Г., Пежемский Г. Г., Упксова К. В. Методы разведки месторождений полезных ископаемых многозабойными скважинами с кустовым расположением пересечений рудных тел. Л., ОНТИ ВИТР, 1969.

56. Страбыкин И. Н., Стеблов Б. Е., Бобылев Ф. А. Новый метод борьбы с естественным искривлением скважин. — «Экспресс-информация», 1970, № 115. 15 с.
57. Сулакшин С. С. Закомерности искривления и направленное бурение геологоразведочных скважин. М., «Недра», 1966. 293 с.
58. Сулакшин С. С., Калинин А. Г., Спиридонов Б. П. Техника и технология направленного бурения скважин. М., «Недра», 1967. 218 с.
59. Султанов Б. З. Исследование сил, изгибающих колонну бурильных труб при переходе долота из мягких пород в твердые. — «Изв. вузов. Нефть и газ», 1962, № 9, с. 50—55.
60. Технические средства и технология направленного бурения. — «Разведка и охрана недр», 1972, № 2, с. 55—57. Авт.: М. Г. Долгих, Я. Н. Сайфуллин, М. М. Миркаримов и др.
61. Юдборовский И. М. Искривление скважины при постоянном угле между осями ствола и отклонителя. — «Методика и техника разведки», 1969, № 66, с. 41—43.
62. The Clappison Wedge — an Australian development. — «Min. Chem. Eng. Rev.», 15 March 1965, vol. 57, p. 3.
63. Directional drilling — steering the errant bit. — «Drilling», Jan. 1969, p. 23—26.
64. Poxtrom E. Craelius automatic core orientator. — «Canad. Min. J.», March 1961, p. 66—70.
65. Rollins H. M. How to drill a better hole. — «World Oil», March 1970, p. 66—70.
66. Zimmer P. W. Orientation of small diameter drill core. — «Econ. Geol.», 1963, vol. 58, p. 1313—1326.

Юрий Тимофеевич Морозов

**БУРЕНИЕ
НАПРАВЛЕННЫХ
И МНОГОСТВОЛЬНЫХ
СКВАЖИН
МАЛОГО ДИАМЕТРА**

Редактор издательства З. Г. Сегаль
Переплет художника Ю. И. Прошлецова
Техн. редактор А. Б. Ящуржинская
Корректор В. Н. Малахова

Сдано в набор 8/VII 1975 г. Подписано в печать 20/I 1976 г.
М-30015. Формат 60 × 90^{1/16}. Бумага тип. № 2. Печ. л. 13^{1/2}.
Уч.-изд. л. 14,11. Тираж 2400 экз. Заказ 418/282. Цена 84 коп.

Издательство «Недра». Ленинградское отделение.
193171, Ленинград, ул. Фарфоровская, 12.

Ленинградская типография № 6 Союзполиграфпрома Государственного
комитета Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии
и книжной торговли. 196006, Ленинград, Московский пр., 91.

