

Министерство образования Российской Федерации
Томский политехнический университет

В. И. Рязанов

НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН

Практическое пособие

Томск 1999

УДК 622.243.23

Рязанов В.И. Направленное бурение глубоких скважин. Практическое пособие. - Томск: Изд. ТПУ, 1999. - 84 с.

В практическом пособии рассмотрены общие сведения об искривлении скважин, измерение искривления ствола, построение проекций и контроль за траекторией скважины, типы и методика расчета профилей наклонно направленных скважин, технические средства направленного бурения и их ориентирование, неориентируемые компоновки для управления искривлением, особенности бурения скважин с кустовых площадок.

Пособие подготовлено на кафедре бурения нефтяных и газовых скважин ТПУ и предназначено для студентов дневного и заочного обучения по специальности 080900.

Печатается по постановлению Редакционно-издательского Совета Томского политехнического университета

Рецензенты:

Парийский Ю.М. - Профессор, д-р. техн. наук, Санкт-Петербургский государственный горный институт

Пьявко М.П. - Начальник отдела бурения ОАО "Томскгаз"

Р 2090.-99

Темплан 1999

© Томский политехнический университет, 1999

ВВЕДЕНИЕ

Существенное увеличение добычи нефти и газа возможно только при повышении эффективности и качества бурения и, в частности, направленных скважин. Это связано с тем, что в основном нефтедобывающем районе - Западной Сибири разработка месторождений практически возможна только наклонно направленными скважинами. На морских месторождениях также бурятся только направленные скважины. В последнее время все более широкое распространение получает бурение скважин с горизонтальным участком ствола, что повышает их дебит и коэффициент нефтеотдачи пластов. Проходка таких скважин требует применения методов направленного бурения.

Бурение наклонно направленных скважин позволяет существенно снизить расход средств и сократить затраты времени при одновременном повышении эффективности разработки месторождений нефти и газа.

1. Общие сведения об искривлении скважин

При бурении все скважины по различным причинам в той или иной мере отклоняются от первоначально заданного направления. Этот процесс называется искривлением. Непреднамеренное искривление называется естественным, а искривление скважин с помощью различных технологических и технических приемов - искусственным.

Вообще искривление скважин сопровождается осложнениями, к числу которых относятся более интенсивный износ буровых труб, повышенный расход мощности, затруднения при производстве спуско-подъемных операций, обрушение стенок скважины и др. Однако в ряде случаев искривление скважин позволяет значительно снизить затраты средств и времени при разработке месторождений нефти и газа. Таким образом, если искривление скважины нежелательно, то его стремятся предупредить, а если оно необходимо, то его развивают. Этот процесс называется направленным бурением, которое может быть определено как бурение скважин с использованием закономерностей естественного искривления и с

помощью технологических приемов и технических средств для вывода скважины в заданную точку. При этом искривление скважин обязательно подвергается контролю и управлению.

1.1. Элементы, определяющие пространственное положение и искривление скважин

В процессе бурения направленной скважины необходимо знать положение

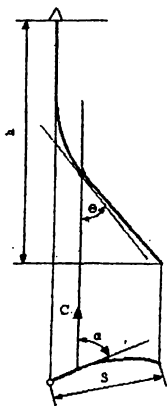


Рис. 1 Проекция скважины на вертикальную и горизонтальную плоскости

каждой ее точки в пространстве. Для этого определяются координаты ее устья и параметры трассы, к которым относятся зенитный угол θ , азимут скважины α (рис. 1) и ее длина L .

Зенитный угол - это угол между осью скважины или касательной к ней и вертикалью. Азимут - это угол между направлением на север и горизонтальной проекцией касательной к оси скважины, измеренный по часовой стрелке. Длина скважины - это расстояние между устьем и забоем по оси.

Проекция оси скважины на вертикальную плоскость называется профилем, а на горизонтальную - планом.

Вертикальная плоскость, проходящая через ось скважины, или касательную к ней, называется апсидальной.

При выполаживании скважины происходит увеличение зенитного угла (бурение с подъемом угла), а при выкручивании - уменьшение (бурение с падением угла). При искривлении скважины влево азимут ее уменьшается, а вправо - увеличивается.

Темп отклонения скважины от ее начального направления характеризуется интенсивностью искривления i , которая может быть определена как для зенитного i_z , так и азимутального i_a искривления

$$i_z = (\Theta_k - \Theta_n)/L, \quad (1)$$

$$i_a = (\alpha_k - \alpha_n)/L, \quad (2)$$

где Θ_n и α_n - соответственно начальные зенитный и азимутальный углы на определенном интервале скважины, град; Θ_k и α_k - то же для конечных углов интервала, град; L - длина интервала скважины, м.

Если скважина искривляется с постоянной интенсивностью и только в апсидальной плоскости, то ее ось представляет собой дугу окружности радиусом R , величина которого может быть определена по формуле

$$R = 57,3/i. \quad (3)$$

Следует отметить, что интенсивность азимутального искривления существенно зависит от зенитного угла скважины и при малых зенитных углах может достигать весьма значительных величин, а это не дает полного представления о положении скважины. Для оценки общего искривления служит угол пространственного искривления φ , показанный на рис. 2. В случае, если бы скважина, имеющая в точке А зенитный угол Θ_n и азимут α_n , не искривлялась, то забой ее оказался бы в точке В, но за счет искривления фактически забой оказался в точке С, зенитный угол стал равным Θ_k , а азимут α_k . Угол ВАС и является углом пространственного искривления. Величина его аналитически определяется по формуле

$$\varphi = \arccos [\cos \Theta_n \cdot \cos \Theta_k + \sin \Theta_n \cdot \sin \Theta_k \cdot \cos(\alpha_k - \alpha_n)]. \quad (4)$$

С достаточной степенью точности этот угол может быть определен по формуле М.М. Александрова

$$\varphi = [\Delta\Theta^2 + (\Delta\alpha \cdot \sin \Theta_{cp})^2]^{0.5}, \quad (5)$$

где $\Delta\Theta$ и $\Delta\alpha$ - соответственно приращения зенитного и азимутального углов на интервале, град; Θ_{cp} - средний зенитный угол интервала, град.

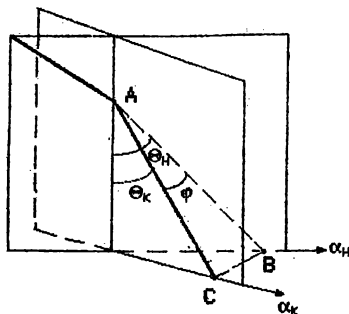


Рис. 2. Угол пространственного искривления скважины

Интенсивность пространственного искривления i_φ определяется по формуле

$$i_\varphi = \varphi/L, \quad (6)$$

где L - длина интервала, для которого определен угол пространственного искривления, м.

Величина i_φ не может быть больше интенсивности искривления для тех или иных средств направленного бурения, определяемых их технической характеристикой.

Кроме указанных величин направленные скважины характеризуются величиной отхода (смещения) S и глубиной по вертикали h . Отход - длина горизонтальной проекции прямой, соединяющей устье и забой скважины. Глубина по вертикали - длина вертикали, соединяющей устье с горизонтальной плоскостью,

проходящей через забой скважины (рис. 1).

1.2. Причины и закономерности естественного искривления скважин

Отклонение скважин от проектного положения может происходить вследствие неправильного заложения оси скважины при забуривании или искривления в процессе бурения. В первом случае имеют место причины субъективного характера, которые могут быть легко устранены. Для этого необходимо обеспечить соосность фанаря вышки, проходного отверстия ротора и оси скважины; горизонтальность стола ротора, прямолинейности ведущей трубы, бурильных труб и УБТ согласно техническим условиям.

Во втором случае действуют объективные причины, связанные с неравномерным разрушением породы на забое скважины. Каждая из этих причин проявляется в виде сил и опрокидывающих моментов, действующих на породоразрушающий инструмент. Все эти силы и моменты могут быть приведены к одной равнодействующей и главному моменту. При этом возможны четыре случая.

1. Все силы приводятся к равнодействующей, совпадающей с осью скважины, момент отсутствует (рис. 3, а). В этом случае обеспечивается бурение прямолинейной скважины. Таким образом, если искривление нежелательно, то необходимо создать вышеприведенные условия, что, однако, трудно достижимо.

2. Все силы приводятся к равнодействующей, направленной под углом к оси скважины, момент отсутствует (рис. 3, б). Под действием боковой составляющей равнодействующей силы происходит фрезерование стенки скважины, а следовательно, искривление. Интенсивность искривления зависит от физико-механических свойств пород, боковой фрезерующей способности долота, механической скорости бурения и других факторов. Следует отметить, что при искривлении только за счет фрезерования стенки скважины имеют место резкие перегибы ствола, что приводит к посадкам инструмента при спуске и требует дополнительной проработки скважины.

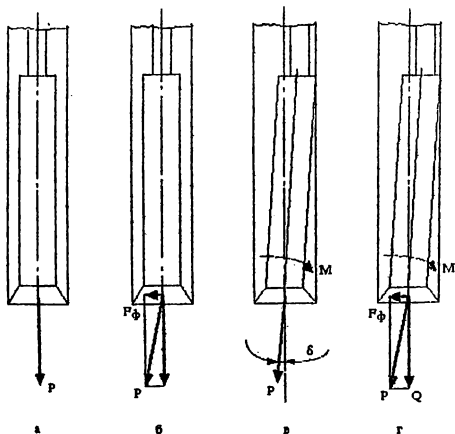


Рис. 3. Механизм искривления скважин

3. Все силы приводятся к равнодействующей, совпадающей с осью породоразрушающего инструмента и к опрокидывающему моменту относительно его центра (рис. 3, в). Вследствие этого между осью скважины и осью инструмента образуется некоторый угол δ , в результате чего и происходит искривление. Интенсивность искривления в этом случае практически не зависит от физико-механических свойств горных пород и фрезерующей способности долота, ось скважины представляет собой плавную линию, близкую к дуге окружности, что облегчает все последующие работы.

4. Все силы приводятся к равнодействующей, не совпадающей с осью скважины, и к опрокидывающему моменту (рис. 3, г). В этом случае искривление скважины происходит за счет совместного действия фрезерования стенки сква-

жны и наклонного положения инструмента относительно оси скважины.

Возникновение вышеуказанных сил и моментов, действующих на породоразрушающий инструмент, происходит из-за множества причин, не все из которых известны. Все они условно могут быть подразделены на три группы - геологические, технологические и технические.

1.2.1. Геологические причины искривления скважин

К геологическим причинам искривления относятся анизотропия горных пород, слоистость, слоистость, слоистость, перемежаемость слоев по твердости, трещиноватость пород, пористость, наличие твердых включений, пустот.

Анизотропия горных пород - это различие способности к разрушению или других их свойств (твердость, упругость, теплопроводность, электропроводность) в различных направлениях. Анизотропия обусловлена минералогическим составом и наиболее характерна для пород, сложенных из пластинчатых, чешуйчатых, игольчатых минералов. Количественно анизотропия по буримости оценивается коэффициентом анизотропии, равным отношению максимальной и минимальной механической скорости бурения в различных направлениях (как правило, взаимно перпендикулярных). Эти направления образуют оси симметрии свойств анизотропных пород. Если скважина пересекает плоскость, в которой находятся эти оси, под некоторым углом, отличным от 90° , то происходит неравномерное разрушение породы как на забое, так и в стенках скважины, что и приводит к искривлению ствола.

Слоистость горных пород оказывает существенное влияние на искривление скважин. Как известно, породы легче раскалываются по слоистости, а бурятся в перпендикулярном ей направлении. Это направление называется линией наименьшего сопротивления, а перпендикулярная ей плоскость - главной плоскостью скалывания. Эта плоскость чаще всего совпадает с плоскостью напластования, но иногда может с ней не согласовываться. Раскалывание по слоистости объясняется тем, что внутри слоя связи обычно ионные, а между слоями - моле-

кулярные, которые меньше ионных. Если ось скважины не совпадает с линией наименьшего сопротивления, то происходит неравномерное разрушение породы на забое скважины, в результате чего и происходит ее искривление. Максимальное искривление имеет место в случае, когда указанный угол близок к 45° . Этим объясняется то, что все скважины в процессе бурения стремятся выйти вкрест напластований горных пород.

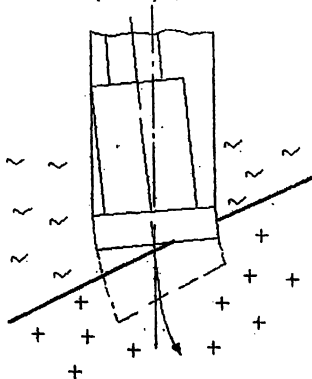


Рис. 4. Искривление скважины на контакте мягких и твердых пород

При пересечении скважиной под острым углом контактов между слоями мягких и твердых пород (рис. 4) более интенсивно разбуривается часть забоя с мягкими породами, что приводит к значительному отклонению скважины. При пересечении контактов твердых и мягких пород имеет место обратная картина, но искривление происходит в меньшей степени, так как неравномерность разрушения породы усиливается только к концу пересечения контакта. Вследствие этого

искривление скважин так же, как и в предыдущем случае, происходит по направлению вкрест напластования пород. Однако в ряде случаев при пересечении контакта мягких и твердых пород с малым углом встречи (до $5-10^\circ$) может произойти "скольжение" скважины по контакту.

При бурении по трещиноватым и пористым породам, если трещины и поры имеют закономерное распространение, что чаще всего и бывает, также происходит искривление скважины. Это можно объяснить как и в предыдущем случае,

рассматривая поры и трещины как слои с нулевой твердостью.

1.2.2. Технологические причины искривления скважин

Технологические причины искривления скважин связаны с режимными параметрами процесса бурения. К их числу относятся осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, частота и направление вращения инструмента, количество и качество промывочной жидкости.

Повышение осевой нагрузки всегда приводит к увеличению интенсивности искривления скважины. Это объясняется увеличением прогиба КНБК, возрастанием отклоняющей силы, увеличением разработки стенок скважины, что приводит к увеличению угла перекоса инструмента.

Повышение частоты вращения колонны буровых труб практически всегда сопровождается уменьшением интенсивности искривления. Это можно объяснить кинематикой движения КНБК в скважине. При малой частоте вращения колонна вращается в основном вокруг собственной оси, а при большой - вокруг оси скважины. При средних значениях частот вращения имеет место постепенный переходный процесс. Очевидно, что при вращении колонны вокруг оси скважины искривление ствола за счет перекоса инструмента отсутствует. Изменение направления вращения инструмента приводит, как правило, к изменению механизма разрушения горной породы на забое и изменению направления искривления, особенно по азимуту.

Расход и качество промывочной жидкости также оказывают влияние на искривление скважин. В мягких породах при повышенном расходе промывочной жидкости стенки скважины размываются более интенсивно, угол перекоса инструмента увеличивается, что приводит к увеличению интенсивности искривления. Введение в раствор смазывающих добавок уменьшает трение инструмента о стенки скважины, что изменяет кинематику движения колонны буровых труб и приводит к изменению интенсивности искривления.

1.2.3. Технические причины искривления скважин

К техническим причинам естественного искривления скважин относятся тип и конструктивные особенности породоразрушающего инструмента и компоновка бурового снаряда.

Вид и конструкция породоразрушающего инструмента определяют механизм разрушения горной породы, что в конечном итоге оказывает влияние на направление и интенсивность искривления. При применении безопорных долот (алмазные, ИСМ) разрушение породы на забое происходит более равномерно, разработка стенок скважины невелика, следовательно, следует ожидать меньшего искривления скважин по сравнению со скважинами, буримыми шарошечными долотами, при прочих равных условиях. При использовании долот с увеличенным выходом породоразрушающих элементов за боковую поверхность (усиленным боковым вооружением) интенсивность искривления увеличивается. Форма торца породоразрушающего инструмента также оказывает влияние на искривление скважин. Минимальное искривление наблюдается при плоском торце долота. При бурении анизотропных и слоистых пород долотами с разной формой торца можно изменить направление искривления скважин,

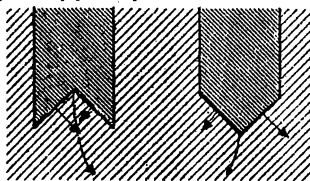


Рис. 5. Влияние формы торца породоразрушающего инструмента на искривление скважины

как это видно из рис. 5. Вопросы искривления скважин в этом случае достаточно подробно были рассмотрены Ю.Л. Боярко.

Компоновка низа буровой колонны оказывает весьма существенное влияние на искривление скважин. В первую оче-

редь, следует отметить важное значение мест установки и диаметров центров, калибраторов, стабилизаторов. Меняя эти параметры, можно менять как интенсивность, так и направление искривления. Более подробно эти вопросы будут рассмотрены далее.

При большой разнице диаметров долота и забойного двигателя или УБТ (при роторном бурении) угол между осями скважины и инструмента достигает значительной величины, а следовательно, увеличивается интенсивность искривления. Радиус кривизны R скважины при этом с достаточной степенью точности может быть определен по формуле

$$R = l^2 / (D_c - d), \quad (7)$$

где l - длина инструмента от долота до первой точки касания со стенкой скважины, м; D_c - диаметр скважины, м; d - диаметр бурового инструмента в точке касания, м.

Уменьшение жесткости инструмента приводит к тому, что продольный изгиб происходит при меньших осевых нагрузках. В результате первая точка касания инструмента со стенкой скважины приближается к забою, и интенсивность искривления увеличивается. Критическая осевая нагрузка, при которой происходит продольный изгиб стального инструмента длиной l (в мм), $P_{кр}$ определяется по формуле

$$P_{кр} = \{0,96 \cdot 10^6 (D_n^4 - D_i^4)\} / l^2, \quad (8)$$

где D_n и D_i - соответственно наружный и внутренний диаметры инструмента, мм.

При роторном бурении включение в КНБК эксцентричных соединений (переводников) приводит к тому, что колонна вращается вокруг оси скважины, и искривление уменьшается.

С увеличением зенитного угла скважины интенсивность искривления, как правило, снижается, а в мягких породах под действием веса колонны буровых труб происходит интенсивное разбуривание лежащей стенки скважины и искривление ее в сторону уменьшения зенитного угла.

1.3. Методика выявления закономерностей искривления скважин

Как указывалось ранее, направленное бурение может быть осуществлено только с использованием закономерностей естественного искривления скважин. Зная эти закономерности, т. е. предполагаемые направление и интенсивность искривления, можно запроектировать оптимальный профиль скважины, обеспечить попадание ее в заданную проектом точку с минимальными затратами средств и времени, управлять траекторией скважины, используя технологические и технические причины искривления. Так как искривление зависит от множества факторов, то практически для каждого месторождения, или даже части его, эти закономерности различны. Однако для того, чтобы было возможно сопоставление получаемых результатов, необходима единая для всех случаев методика выявления закономерностей искривления.

Исходными данными для изучения этих закономерностей являются замеры зенитных и азимутальных углов. Очевидно, что эти замеры должны быть произведены в разных скважинах на одинаковых глубинах и через равные интервалы. В связи с тем, что искривление зависит от многих факторов, исходные данные для выявления требуемых закономерностей должны быть сгруппированы в массивы, для которых искривляющие факторы одинаковы. При этом следует учитывать способ бурения, вид и диаметр породоразрушающего инструмента, компоновку низа бурильной колонны, зенитный угол скважины и ее глубину, характер и свойства буримых пород. Высокая достоверность получаемых закономерностей возможна только при достаточно большом числе исходных данных, поэтому в случае, если количество скважин на месторождении невелико, фактическое искривление может существенно отличаться от предполагаемого. По мере накопления исходных данных, закономерности искривления должны уточняться. К сожалению, достаточно достоверные результаты могут быть получены только тогда, когда бурение на данном месторождении практически закончено.

Определение зависимости искривления от одного отдельного фактора, как

правило, не представляется возможным, т. к. количество этих факторов многочисленно, и действуют они зачастую в различных направлениях. Поэтому при выявлении закономерностей приходится пользоваться результатом действия совокупности всех факторов в зависимости от косвенных показателей, в качестве которых чаще всего используются глубина скважины и зенитный угол. Эти величины непосредственного влияния на искривление не оказывают, но с их изменением меняются условия действия различных факторов. Следует отметить, что зависимость между прямыми и косвенными показателями носит не функциональный, а коррелятивный характер, т. е. при одном и том же значении косвенного показателя, например, зенитного угла, другой показатель - интенсивность искривления - может принимать несколько разных значений.

После группировки исходного материала (инклинометрических замеров) методами математической статистики и теории вероятностей определяется средняя интенсивность искривления и среднеквадратическое отклонение. С помощью корреляционного анализа может быть получено уравнение связи между интенсивностью искривления и, например, зенитным углом скважины. Так, для условий Западной Сибири для долот диаметром 215,9 мм и турбобуров ТШ-19-М1, такое уравнение имеет вид [4]

$$i = m \cdot \Theta + n, \quad (9)$$

где i - интенсивность искривления, град/100 м; Θ - зенитный угол скважины, град; m и n - коэффициенты, зависящие от типа долота.

Для долот типа МЗ-ГВ $m = 0,062$, $n = 0,9$, для долот типа С-ГН $m = 0,07$, $n = 0,38$.

Порядок статистической обработки исходного материала достаточно широко освещен в специальной литературе.

1.4. Общие закономерности искривления скважин

Анализ искривления скважин показывает, что оно подчиняется определенным закономерностям, но для разных месторождений они различны и могут су-

щественно отличаться. Однако можно сформулировать следующие общие закономерности искривления.

1. В большинстве случаев скважины стремятся занять направление, перпендикулярное слоистости горных пород. По мере приближения к этому направлению интенсивность искривления снижается.

2. Уменьшение зазора между стенками скважины и инструментом приводит к уменьшению искривления.

3. Места установки центрирующих элементов и их диаметр весьма существенно влияют на направление и интенсивность зенитного искривления.

4. Увеличение жесткости инструмента уменьшает искривление скважины, поэтому скважины большего диаметра искривляются менее интенсивно, чем скважины малого диаметра.

5. Увеличение осевой нагрузки приводит к увеличению интенсивности искривления, а повышение частоты вращения колонны бурильных труб - к снижению искривления.

6. Направление и интенсивность азимутального искривления зависят от геологических факторов.

7. Абсолютная величина интенсивности азимутального искривления зависит от зенитного угла скважины. С его увеличением интенсивность азимутального искривления снижается.

2. Измерение искривления скважины

В процессе бурения необходим постоянный контроль за положением оси скважины в пространстве. Только в этом случае можно построить геологический разрез и определить истинные глубины залегания продуктивных пластов, определить положение забоя скважины и обеспечить попадание его в заданную проектом точку. Для этого необходимо знать зенитные и азимутальные углы скважины и глубины их измерений. Такие замеры производятся с помощью специальных приборов, называемых инклинометрами. В обычных случаях замеры произво-

дятся с шагом в 20 м, что обеспечивает необходимую точность всех последующих построений, однако при искусственном искривлении скважины замеры могут производиться с шагом до 5 метров для обеспечения вывода скважины на проектный профиль. Периодичность замеров зависит от значимости буримого интервала скважины для попадания ее в проектную точку. При искусственном искривлении ствола замеры производят через 30-50 м проходки. На прямолинейных участках через 300-500 и даже более метров. В случае, если существует вероятность непопадания в проектную точку, периодичность замеров сокращается. При опасности пересечения стволов соседних скважин, буримых с кустовой площадки, с целью повышения точности определения положения ствола измерения производятся двумя инклинометрами. Контроль и повышение точности измерений обеспечивается путем двукратного замера зенитного угла и азимута в каждой точке. При повторных замерах перекрывается 3-5 точек прежнего замера.

Все инклинометры по назначению можно подразделить на приборы для измерения только зенитного угла и приборы для измерения зенитного угла и азимута. Первые при бурении скважин на нефть и газ практически не используются и в дальнейшем не рассматриваются.

По способу измерения и передачи информации на поверхность инклинометры подразделяются на забойные, производящие измерения и передачу информации в процессе бурения, автономные приборы, опускаемые внутрь колонны бурильных труб и выдающие информацию только после подъема инструмента, и инклинометры, опускаемые в скважину на кабеле или тросе.

В первом случае информация от забойных датчиков по каналу связи передается на поверхность, где и расшифровывается. В настоящее время используются как проводные, так и беспроводные каналы связи. Проводной канал связи широко используется с электробурами, так как в этом случае возможна передача сигнала с забоя по силовому кабелю. На этом принципе работает телосистема СТЭ. Существуют системы с встроенными в каждую бурильную трубу кабелями, соединяемые разъемами, линией с индукционной связью и линией из цельного сбросового кабеля. Такие линии связи обеспечивают высокую передающую спо-

способность, но они достаточно дороги, осложняют спуско-подъемные операции, имеют низкую стойкость из-за износа кабеля, создают помехи при ликвидации обрывов буровых труб.

К беспроводным каналам связи относятся гидравлический, электрический, акустический и некоторые другие. В гидравлическом канале информация передается по промывочной жидкости в виде импульсов давления, частота, фаза или амплитуда которых соответствует величине передаваемого параметра. Беспроводный электрический канал связи основан на передаче электрического сигнала по породе и колонне буровых труб. Однако в этом случае с увеличением глубины скважины происходит значительное затухание и искажение сигнала. На этом принципе работает система ЗИС-4 и ее модификации.

Другие каналы связи пока не находят широкого применения.

Забойные инклинометрические системы позволяют постоянно контролировать положение скважины в пространстве, что является их бесспорным преимуществом. Кроме замеров зенитного угла и азимута с помощью таких систем одновременно измеряются непосредственно на забое скважины и другие параметры процесса бурения, а также характеристики проходимых пород. Однако применение телеметрических систем существенно увеличивает себестоимость работ.

Автономные инклинометры опускаются (бросаются) внутрь колонны буровых труб и производят измерение зенитного угла и азимута в процессе бурения, но информация на поверхность не передается, а хранится в памяти прибора и считывается из нее после подъема колонны буровых труб. Разрешающим сигналом для замера является, как правило, остановка процесса бурения, а при бурении инклинометр отключается. За один спуск инструмента может быть произведено до 50 замеров в зависимости от типа инклинометра.

Наибольшее распространение в настоящее время у нас в стране получили инклинометры, опускаемые в скважину на кабеле. При их применении на замеры параметров искривления требуется дополнительное время, но такие инклинометры просты по конструкции и имеют низкую стоимость. По способу измерения азимута их можно подразделить на приборы для измерения в немагнитной среде,

в которых азимут измеряется с помощью магнитной стрелки, и приборы для измерения в магнитной среде.

Из первых наиболее известен инклинометр типа КИТ. В его комплект входят глубинный прибор и панель управления. Глубинный прибор включает в себя измерительную часть и переключающее устройство, помещенные в немагнитный корпус, заполненный демпфирующей жидкостью. К головке корпуса крепится однопроводный кабель, на котором глубинный прибор опускается в скважину.

Измерительная часть, показанная на рис. 6, состоит из рамки, ось вращения которой совпадает с осью прибора. Рамка может вращаться вокруг оси в подшипниках 11 и 12. В наклонной скважине рамка под действием эксцентричного груза 1 устанавливается так, что плоскость качания маятника 2 совпадает с апсидальной плоскостью скважины. Связанная с маятником 2 стрелка 3 занимает относительно реохорда 4 положение, завися-

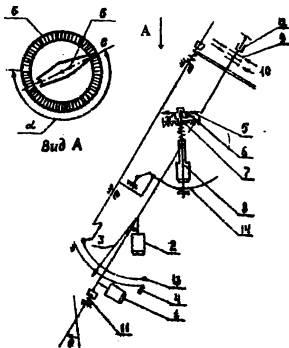


Рис. 6. Схема измерительной части инклинометра КИТ

щее от зенитного угла скважины Θ . Магнитная стрелка 5 датчика азимута опирается на острие иглы 7, занимающей всегда вертикальное положение. Это обеспечивается грузом 8, расположенным ниже опоры. Начало кругового реохорда 6 датчика азимута за счет эксцентричного груза 1 всегда располагается в апсидальной плоскости скважины.

В верхней части рамки расположен коллектор с тремя контактными кольцами 9 и двумя парами щеток 10.

Арретирование магнитной стрелки и отвеса и переключение датчиков на измерение зенитного угла или азимута производится переключающим механизмом, который приводится в действие электромагнитом, находящимся в глубинном приборе и управляемым с поверхности. В процессе спуска и подъема глубинного прибора стрелка отвеса и магнитная стрелка дугами 16 и 17 прижаты к реохордам. При остановке для замера параметров искривления они освобождаются, выдерживаются некоторое время для успокоения, затем вновь прижимаются к реохордам и производится очередное измерение зенитного угла и азимута путем измерения величины сопротивления реохордов от начала до соответствующей стрелки.

Для сокращения затрат времени при измерении в процессе искусственного искривления скважины глубинный прибор инклинометра опускается внутрь колонны бурильных труб. При этом в КНБК включается 24-36 м ЛБТ. Для исключения влияния стальных труб глубинный прибор при измерении должен находиться не ближе 5 м от УБТ и 3 м от стальных замков ЛБТ.

Глубинный прибор инклинометра ИН1-721 также опускается в скважину на кабеле. Измерение азимута скважины производится с помощью магнитного датчика, поэтому он не может быть использован в обсаженном стволе. С его помощью можно производить замеры при непрерывном подъеме прибора со скоростью до 1000 м/ч с автоматической записью результатов измерений в цифровой форме, регистрируемых на бумажной ленте и магнитном носителе. Результаты измерений без дополнительной подготовки можно вводить в ЭВМ для дальнейшей обработки.

Известны фотоинклинометры с магнитной стрелкой и отвесом разного конструктивного исполнения, положение которых фиксируется в скважине на фотопленку.

Для оперативного контроля за искривлением скважин разработаны инклинометры с магнитной стрелкой и отвесом, положение которых в точке измерения арретировается с помощью реле с часовым механизмом. Такие инклинометры могут опускаться в скважину на бурильных трубах или канате. Замер в этом случае возможен только в одной точке.

Измерение азимута в магнитной среде производится путем ориентиро-

ванного спуска колонны бурильных труб, методом последовательных ходов или гироскопическими инклинометрами. В первом случае необходимы большие затраты времени при большой погрешности измерений. Во втором случае измеряются приращения азимута, а затем эти приращения суммируются. На этом принципе работают инклинометры типа "Зенит". Их недостаток заключается в низкой точности в результате накопления ошибок при измерениях. В гироскопических инклинометрах используется эффект сохранения положения оси вращающегося тела независимо от перемещения основания. К числу таких инклинометров относятся ИГ-50, ИГ-70. Измерение величины азимута в них производится также с помощью реохордов.

Одним из недостатков указанных гироскопических инклинометров является уход оси гироскопа от заданного положения с течением времени. Этот уход зависит от многих факторов и составляет $4-6^{\circ}$ в час.

Таблица 1

Технические характеристики инклинометров
на каротажном кабеле

Тип инклинометра	Зенитный угол		Погрешность измерения азимута, град	Диаметр скважинного прибора, мм	Максимальная температура, $^{\circ}\text{C}$	Максимальное давление, МПа
	Диапазон, град.	Погрешность, мин				
КИТ	0 - 50	± 30	± 4	60	120	60
КИТА	0 - 50	± 30	± 4	74	120	120
ИН1-721	3 - 100	± 24	± 2	73	120	60
ИГ-50	0 - 60	± 30	до ± 8	50	60	15

3. Построение проекций скважин по данным наклонно-метрических замеров и контроль за траекторией ствола

Имея данные по замерам зенитных углов и азимутов скважины в отдельных точках, производится построение фактического профиля и плана скважины. Фактическая трасса скважины сравнивается с проектной, на основании чего делается вывод о возможности попадания скважины в заданный круг допуска. В случае, если это попадание невозможно, принимается решение о применении специальных технических средств направленного бурения с целью вывода скважины на проектную трассу.

3.1. Графический способ построения проекций скважин

Для построения плана и профиля скважины предварительно определяются вертикальные h и горизонтальные S проекции участков ствола между точками замеров зенитного Θ и азимутального α углов скважины. При построении горизонтальной проекции используется следующая формула:

$$S_i = l_i \cdot \sin \Theta_{i \text{ ср}}, \quad (10)$$

где l_i - длина участка ствола скважины между точками замера, м; $\Theta_{i \text{ ср}}$ - средний зенитный угол участка, град.

$$\Theta_{i \text{ ср}} = (\Theta_{\text{ин}} + \Theta_{\text{к}})/2, \quad (11)$$

где $\Theta_{\text{ин}}$ - зенитный угол в начале интервала, град; $\Theta_{\text{к}}$ - зенитный угол в конце интервала, град.

При построении вертикальной проекции скважины расчет величины горизонтальной проекции участка ствола ведется по формуле

$$S_i = l_i \cdot \sin \Theta_{i \text{ ср}} \cdot \cos (\alpha_{\text{пр}} - \alpha_{i \text{ ср}}), \quad (12)$$

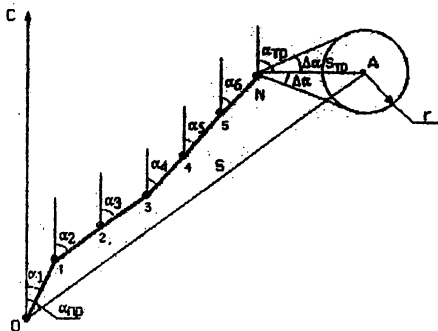


Рис. 7. Построение горизонтальной проекции скважины

где $\alpha_{пр}$ - проектный азимут скважины, град; $\alpha_{ср}$ - средний азимутальный угол участка, град.

$$\alpha_{ср} = (\alpha_{ин} + \alpha_{к})/2, \quad (13)$$

где $\alpha_{ин}$ - азимут скважины в начале интервала, град; $\alpha_{к}$ - азимут скважины в конце интервала, град.

Величины вертикальных проекций участков ствола определяются по формуле

$$h_i = l \cdot \cos \Theta_{ср}, \quad (14)$$

Построение горизонтальной проекции ведется следующим образом. Через точку O , принятую за устье скважины (рис. 7), проводится направление на север. От этого направления откладывается проектный азимут скважины $\alpha_{пр}$ и отрезок OA , равный в принятом масштабе проектному отходу (смещению) S . Далее через точку O проводится линия под углом $\alpha_{ср}$, равным среднему значению азимута скважины на первом участке, и по ней откладывается в принятом масштабе го-

горизонтальная проекция участка ствола S_1 , определенная по формуле (10). Через полученную точку I под углом $\alpha_{з.ср}$ к направлению на север проводится линия, по которой откладывается отрезок S_2 в том же масштабе и т. д. до точки N , являющейся забоем скважины.

Соединив точки N и A , можно определить требуемый азимут скважины $\alpha_{тп}$ для обеспечения попадания в заданную проектом точку, а также допустимые отклонения $\Delta\alpha$ при заданном радиусе круга допуска r . Требуемый зенитный угол $\Theta_{тп}$ для попадания в проектную точку определяется по формуле

$$\Theta_{тп} = \arctg \{S_{тп} / (H - H_N)\}, \quad (15)$$

где $S_{тп}$ - длина горизонтальной проекции отрезка NA , определяемая по рис. 7 с учетом масштаба построения, м; H - проектная глубина скважины по вертикали (глубина кровли продуктивного пласта), м; H_N - глубина по вертикали точки N , м.

При построении вертикальной проекции скважины от точки O (рис. 8), принятой за устье, по вертикали вниз в принятом масштабе откладывается проектная глубина скважины по вертикали H , а от полученной точки по горизонтали откладывается проектное смещение (отход) S . Полученная точка A является проектной точкой вскрытия продуктивного горизонта. Далее от точки O по вертикали вниз в масштабе построения откладывается вертикальная проекция первого участка ствола, рассчитанная по формуле (14), а от полученной точки по горизонтали в том же масштабе откладывается горизонтальная проекция первого участка, рассчитанная по формуле (12). Полученная точка I соединяется с точкой O . Отрезок OI является проекцией ствола скважины на вертикальную плоскость, проходящую через устье скважины и проектную точку вскрытия продуктивного горизонта. Затем от точки O по вертикали в масштабе построения откладывается сумма вертикальных проекций первого и второго участков ствола $h_1 + h_2$, а от полученной точки по горизонтали откладывается в масштабе сумма горизонтальных проекций $S_1 + S_2$. Это делается для повышения точности и исключения

ошибок построения. Полученная точка 2 соединяется с точкой 1. Такое построение проводится до точки N, являющейся забоем скважины.

Соединив точку N с точкой A, можно определить требуемый зенитный угол скважины $\Theta_{\text{тр}}$ для обеспечения попадания ее в проектную точку, и допустимые отклонения $\Delta\Theta$ этого угла при заданном радиусе круга допуска r .

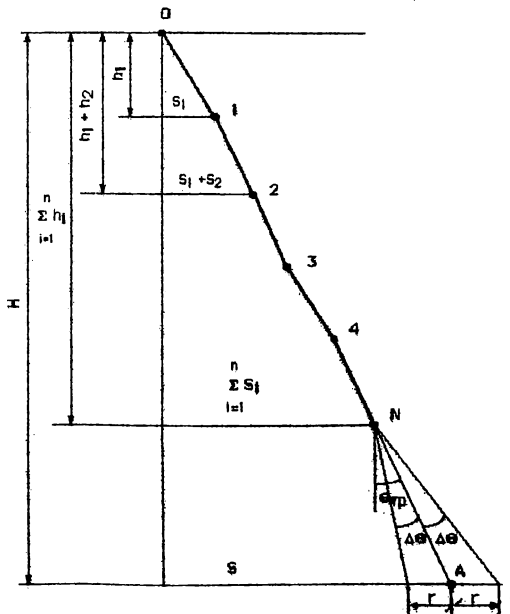


Рис. 8 Построение вертикальной проекции скважины

Однако при определении требуемых зенитного $\Theta_{\text{тр}}$ и азимутального $\alpha_{\text{тр}}$ углов необходимо учитывать естественное искривление скважин при бурении ее за оставшийся интервал.

3.2. Расчет величин ошибок в положении забоя скважин

В процессе определения координат скважины, а также при графическом построении, неизбежны ошибки. В связи с этим необходимо производить их расчет и сравнение с допустимым отклонением забоя скважины. Если это отклонение меньше суммарной ошибки, то необходимо повышение точности измерений за счет более совершенных приборов и увеличение масштаба графических построений.

В общем случае погрешности положения любой точки ствола складываются из погрешностей измерения глубин, зенитных и азимутальных углов и погрешностей графических построений. Как показывают расчеты, погрешности в измерении глубины незначительны и могут не учитываться. Ошибка положения точки ствола m_1 , обусловленная погрешностью измерения зенитного угла, определяется из выражения [2]

$$m_1 = 0,01 \cdot l_i \cdot \cos \Theta_{\text{ср}}, \text{ м}, \quad (16)$$

где l_i - длина интервала, для которого определяется погрешность, м; $\Theta_{\text{ср}}$ - средний зенитный угол интервала, град.

Так, например, при длине интервала замера 20 м и среднем зенитном угле 15° ошибка составляет 0,1932 м.

Ошибка положения точки ствола m_2 , вызванная ошибкой измерения азимута, определяется по формуле

$$m_2 = 2 \cdot l_i \cdot \sin \Theta_{\text{ср}} \cdot \sin (m_a/2), \text{ м}, \quad (17)$$

где m_a - погрешность измерения азимута, град.

При зенитном угле $\Theta = 1 \dots 20^\circ$ $m_a = \pm 40^\circ$, при $\Theta = 2 \dots 50^\circ$ $m_a = \pm 20^\circ$, при

$$\Theta > 5^{\circ} \quad m_{\alpha} = \pm 4^{\circ}.$$

Для условий предыдущего примера ошибка составляет 0,3613 м.

Суммарная ошибка положения точки ствола m_{Σ} , вызываемая ошибками измерений, рассчитывается по формуле

$$m_{\Sigma} = (m_1^2 + m_2^2 - 2m_1 m_2 \cos \beta)^{0.5}, \text{ м}, \quad (18)$$

где β - угол, зависящий от величины ошибок измерения азимута, град.

При $m_{\alpha} = \pm 40^{\circ} \beta = 70^{\circ}$, при $m_{\alpha} = \pm 20^{\circ} \beta = 80^{\circ}$, при $m_{\alpha} = \pm 4^{\circ} \beta = 88^{\circ}$.

Для условий примера $m_{\alpha} = 0,4036$ м.

Суммарная погрешность положения забоя скважины M_{Σ} , вызываемая ошибками измерений зенитного угла и азимута, определяется из выражения

$$M_{\Sigma} = \pm (\Sigma m_{\Sigma}^2)^{0.5}, \text{ м}. \quad (19)$$

Так, например, при бурении наклонного прямолинейного интервала ствола скважины длиной 1000 м с зенитным углом 15° при замерах зенитного и азимутального углов через 20 м суммарная ошибка, вызываемая погрешностью измерений, составит 4,45 м.

Среднеквадратичная ошибка в положении точки ствола при графических построениях m_p зависит от масштаба построений и принимается равной 0,14 м при $M = 1 : 200$, 0,35 м при $M = 1 : 500$, 0,7 м при $M = 1 : 1000$.

При числе интервалов построения, равном n , суммарная ошибка M_p , составит

$$M_p = \pm m_p (n)^{0.5}. \quad (20)$$

Для условий предыдущего примера при построении тысячеметрового интервала в масштабе 1:500 суммарная ошибка от графических построений составит 2,45 м.

Общая ошибка измерений и графических построений M , определяется из выражения

$$M_s = \pm (M_n^2 + M_{гр}^2)^{0.5}, \quad (21)$$

и для условий примера составит 5,08 м.

Если построенный графически забой скважины оказывается за пределами круга допуска, то необходимо рассчитывать погрешность его положения, и только после этого принимать решение о перебуривании участка ствола.

3.3. Допустимые отклонения забоя скважины от проекта

В процессе бурения неизбежно искривление скважин, которое зависит от геологических, технологических и технических условий. В результате происходит их отклонение от проектных траекторий. Допустимые отклонения забоев скважин от проектных положений зависят, главным образом, от назначения скважины. Так, для опорных, параметрических и поисковых скважин, которые бурятся в основном вертикальными, даже существенное отклонение их забоев от проектных точек практически не оказывает влияния на достоверность получаемых результатов. Однако при их искривлении происходит удлинение ствола, что увеличивает затраты на бурение. Практикой установлено, что эти дополнительные затраты не существенны при отклонении забоя на 0,05 глубины скважины.

Разведочные скважины бурятся по профилям, а расстояние S между ними зависит от особенностей геологического строения месторождения. Установлено, что смещение забоев этих скважин на $0,1 S$, практически не влияет на точность определения параметров залежи.

Эксплуатационные скважины бурятся по сетке, размеры которой зависят от геологических особенностей месторождения. Нарушение этой сетки приводит к снижению нефтеотдачи пласта и дебита скважин. Однако при смещении забоев на $0,1 S$, где S - минимальное расстояние между скважинами по сетке, существенного изменения дебита не происходит.

Следует отметить, что в сложных геологических условиях, способствующих интенсивному естественному искривлению скважин, эти допустимые отклонения приходится несколько увеличивать, чтобы избежать искусственного искривления.

Кроме того, по тем же соображениям допустимые отклонения увеличиваются с глубиной скважин. Общие рекомендации по допустимым отклонениям приведены в табл. 2.

Таблица 2

Нормы допустимых отклонений забоев скважин от проекта.

Назначение скважин	Глубина скважин, L, м	Минимальное расстояние между скважинами, S, м	Геологические объекты	
			платформенные	складчатые
Опорные и поисковые	-	-	0,05L	0,05L
Разведочные	-	-	0,1S	0,1S
Эксплуатационные	<2000	>200		0,1S
		≤200	0,1S	0,15S
	2000-2500	>200		0,12S
		≤200	0,12S	0,2S
	2500-3000	>200		0,15S
		≤200	0,15S	0,25S
	>3000	>200		0,2S
		≤200	0,2S	0,3S

3.4. Аналитическое определение координат ствола скважины

Графический метод построения траекторий скважины достаточно прост и нагляден, однако трудоемок и имеет сравнительно малую точность. Более точно координаты любой точки ствола могут быть определены аналитически. Затем происходит сравнение необходимых и фактических координат и определяется возможность решения поставленной перед скважиной задачи.

За начало координат принимается устье скважины. Ось OZ направлена вертикально вниз, ось OX - в направлении на проектную точку в горизонтальной плоскости, ось OY - перпендикулярно к ним и вправо относительно оси OX. Стол скважины разбивается на участки определенной длины, например, 20 м.

Приращения координат на отдельных участках ΔX_i , ΔY_i и ΔZ_i определяются из выражений

$$\Delta X = l_i \cdot \sin \Theta_{ср} \cdot \cos (\alpha_{пр} - \alpha_{ср}); \quad (22)$$

$$\Delta Y = l_i \cdot \sin \Theta_{ср} \cdot \sin (\alpha_{пр} - \alpha_{ср}); \quad (23)$$

$$\Delta Z = l_i \cdot \cos \Theta_{ср}; \quad (24)$$

где l_i - длина i -го участка, м; $\Theta_{ср}$ и $\alpha_{ср}$ - средние значения зенитного угла и азимута на i -м участке, определяемые по формулам (11) и (13), град; $\alpha_{пр}$ - проектный азимут скважины, град.

Координаты X, Y и Z n -й точки ствола будут равны

$$X = \sum_{i=1}^n x_i, \quad Y = \sum_{i=1}^n y_i, \quad Z = \sum_{i=1}^n z_i. \quad (25)$$

Зная текущие координаты забоя скважины, рассчитанные по формулам (25), и координаты точки вскрытия продуктивного горизонта, можно с достаточной степенью точности определить ожидаемые координаты точки вскрытия пласта, расстояния предполагаемой точки вскрытия пласта от проектной, требуемые зенитный и азимутальный углы для попадания скважины в центр круга допуска и допустимые отклонения этих углов при заданном радиусе круга допуска.

Ожидаемые координаты $X_{ож}$ и $Y_{ож}$ при текущих координатах X_N , Y_N и Z_N забоя скважины определяются по формулам

$$X_{ож} = X_N + (H_{пр} - Z_N) \operatorname{tg} \Theta_{ож} \cdot \cos (\alpha_{пр} - \alpha_{ож}), \quad (26)$$

$$Y_{ож} = Y_N + (H_{пр} - Z_N) \operatorname{tg} \Theta_{ож} \cdot \sin (\alpha_{пр} - \alpha_{ож}), \quad (27)$$

где $\Theta_{ож}$ и $\alpha_{ож}$ - ожидаемые значения зенитного угла и азимута с учетом естественного искривления за интервал от точки N до точки вскрытия продуктивного горизонта, град; $H_{пр}$ - проектная глубина скважины по вертикали, м; $\alpha_{пр}$ - проектный азимут скважины, град.

Отклонение $r_{ок}$ предполагаемой точки вскрытия пласта от проектной составит

$$r_{ок} = [(S - X_{ок})^2 + Y_{ок}^2]^{0.5}, \quad (28)$$

где S - проектный отход (смещение) скважины, м.

Если это отклонение $r_{ок}$ больше радиуса круга допуска, то необходимо принять соответствующие меры для вывода скважины на проектную траекторию.

Требуемые зенитный $\Theta_{тр}$ и азимутальный $\alpha_{тр}$ углы для попадания скважины в заданную проектом точку могут быть определены из выражений

$$\Theta_{тр} = \arctg [Y_N / (H_{тр} - Z_N) \sin \gamma], \quad (29)$$

$$\alpha_{тр} = \alpha_{сп} + \gamma, \quad (30)$$

где

$$\gamma = \arctg [Y_N / (S - X_N)]. \quad (31)$$

Допустимые отклонения зенитного $\Delta\Theta$ и азимутального $\Delta\alpha$ углов при заданном радиусе круга допуска R равны

$$\Delta\Theta = \arcsin [0,7R \cdot \cos \alpha_{тр} / (H_{тр} - Z_N)], \quad (32)$$

$$\Delta\alpha = \Delta\Theta / \sin \Theta_{тр}. \quad (33)$$

3.5. Вероятность попадания скважины в круг допуска

После бурения ряда скважин в сложных геологических условиях возможно определение вероятности P попадания следующей скважины в круг допуска по формуле

$$P = 1 - e^{-r^2/2\sigma^2}, \quad (34)$$

где r - радиус круга допуска, м; σ - среднеквадратическое отклонение пробуренных скважин от центра круга допуска, м.

$$\sigma = [\sum \Delta r^2 / (n - 1)]^{0.5}, \quad (35)$$

где Δr - отход от центра круга допуска для пробуренных скважин, м; n - число пробуренных скважин.

Пример. Для десяти пробуренных скважин отходы от центра круга допуска составили (в порядке возрастания) 12, 14, 22, 46, 52, 54, 63, 68, 72 и 87 м. В этом случае среднеквадратическое отклонение $\sigma = 57,73$ м, а вероятность попадания Р скважины в круг допуска радиусом $r = 100$ м равна

$$P = 1 - e^{-100^2 / 2 \cdot 57,73^2} = 0,7769.$$

При радиусе круга допуска 75 м эта вероятность равна 0,5700. Следовательно, для последнего случая из ста пробуренных скважин в сорока трех потребуется применение технических средств искусственного искривления с целью вывода скважин в круг допуска (правки). Эти работы необходимо закладывать в технические проекты, а в сметах предусматривать дополнительные расходы.

4. Проектирование профилей направленных скважин

Проектирование профилей наклонно направленных скважин заключается, во-первых, в выборе типа профиля, во-вторых, в определении интенсивности искривления на отдельных участках ствола, и, в-третьих, в расчете профиля, включающем расчет длин, глубин по вертикали и отходов по горизонтали для каждого интервала ствола и скважины в целом.

4.1. Типы профилей и рекомендации по их выбору

Профиль наклонно направленной скважины выбирается так, чтобы при минимальных затратах средств и времени на ее проходку было обеспечено попадание скважины в заданную точку продуктивного пласта при допустимом отклонении.

Профили скважин классифицируют по количеству интервалов стада. За интервал принимается участок скважины с неизменной интенсивностью искривления. По указанному признаку профили наклонно направленных скважин подразделяются на двух, трех, четырех, пяти и более интервальные. Кроме того, профили подразделяются на плоские - расположенные в одной вертикальной плоскости, и пространственные, представляющие собой пространственную кривую линию. Далее рассматриваются только плоские профили.

Простейшим, с точки зрения геометрии, является двухинтервальный профиль (рис. 9, а), содержащий вертикальный участок и участок набора зенитного угла. Такой тип профиля обеспечивает максимальный отход скважины при прочих равных условиях, но требует постоянного применения специальных компоновок на втором интервале, что приводит к существенному увеличению затрат средств и времени на бурение. Поэтому такой тип профиля в настоящее время применяется сравнительно редко и только тогда, когда имеет место значительное естественное искривление скважины в сторону увеличения зенитного угла.

Трехинтервальный тип профиля, состоящий из вертикального участка, участка набора зенитного угла и третьего участка, имеет две разновидности. В одном случае (рис. 9, б) третий участок прямолинейный (участок стабилизации зенитного угла), в другом (рис. 9, в) - участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла. Трехинтервальные профили рекомендуется применять в тех случаях, когда центрирующие элементы компоновок низа буровой колонны мало изнашиваются в процессе бурения (сравнительно мягкие, малоабразивные породы). Такие типы профилей позволяют ограничить до минимума время работы с отклонителем и при наименьшем зенитном угле скважины получить сравнительно большое отклонение от вертикали.

Четырехинтервальный тип профиля (рис. 9, г) включает вертикальный участок, участок набора зенитного угла, участок стабилизации и участок уменьшения зенитного угла. Это самый распространенный тип профиля в Западной Сибири. Его применение рекомендуется при значительных отклонениях скважин от вертикали в случае, если по геолого-техническим условиям затруднено бур-

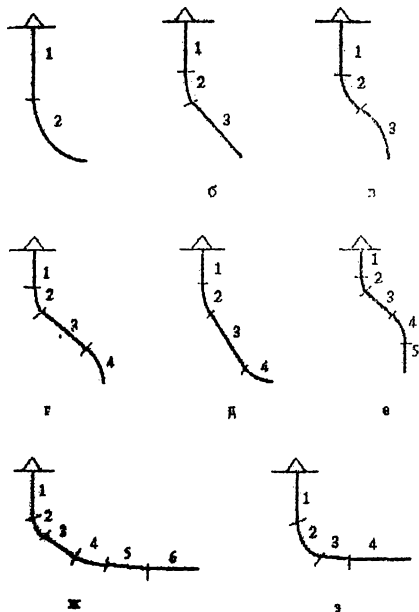


Рис. 9. Типы профилей интервальных скважин

аварийное бурение компоновками с полноразмерными центраторами в нижних интервалах ствола скважины.

Редко применяемая на практике разновидность четырехинтервального профиля включает в себя четвертый интервал с малоинтенсивным увеличением земного угла (рис. 9, д), что обеспечивается применением специальных КНБК.

Такая разновидность профиля дает достаточно большой отход скважины и вскрытие продуктивного пласта с зенитным углом скважины при входе в него равным 40-60°. Это позволяет увеличить приток нефти в скважину, однако реализация такого профиля технически затруднена.

При большой глубине скважины в четырехинтервальном типе профиля первой разновидности в конце четвертого интервала зенитный угол может уменьшиться до 0°, что при дальнейшем углублении скважины ведет к появлению пятого вертикального интервала (рис. 9, с).

Для обеспечения попадания ствола в заданную точку вскрытия продуктивного горизонта в реальной практике бурения профиль скважины может содержать еще несколько дополнительных интервалов, например, набора зенитного угла, его стабилизации и т. д. Поэтому могут быть шести, семи, и более интервальные профили скважин.

Для всех рассмотренных профилей первый участок вертикальный. Ранее выпускались буровые установки, которые позволяли сразу забурить скважину под некоторым углом наклона. В настоящее время в ряде случаев с использованием современных установок наклонный ствол забуривается путем задавливания направления под зенитным углом 3-5°. Это позволяет значительно сократить затраты времени на ориентирование отклонителей в скважине, так как в наклонном стволе эта операция осуществляется намного проще.

В последнее время все большее распространение получает бурение скважин с горизонтальным участком ствола, что позволяет существенно повысить дебит скважин и нефтеотдачу пластов. В практике буровых работ США такие скважины по типу профиля делятся на четыре категории в зависимости от величины радиуса кривизны при переходе от вертикального участка к горизонтальному (большой, средний, малый и сверхмалый радиусы).

Скважины с большим радиусом кривизны имеют интенсивность искривления от 0,6 до 2 град/10 м. С указанными интенсивностями искривления бурятся подавляющее большинство наклонно направленных скважин в Западной Сибири. Длина горизонтальной части ствола в этом случае может быть весьма значитель-

ной и определяется, главным образом, только сопротивлением продольному перемещению бурильной колонны. Такой тип профиля скважин наиболее подходит для морских месторождений, когда требуется обеспечить добычу из пласта, находящегося на большом расстоянии от платформы.

Интенсивность искривления при бурении со средним радиусом кривизны составляет от 2 до 6 град/10 м. Западными фирмами по такому типу профиля бурится подавляющее большинство скважин с горизонтальным участком ствола. Это обусловлено следующим:

- многие зоны осложнений могут быть разбурены вертикальным стволом и обсажены;
- длина интервалов применения отклонителей существенно меньше, чем для скважин с большим радиусом кривизны;
- точка забуривания искривленного ствола располагается ближе к точке вскрытия продуктивного горизонта, что повышает точность попадания в заданный круг допуска.

Однако проходка таких скважин требует специального инструмента, вписывающегося в дрипчатый радиус кривизны.

Стандартный тип профиля со средним радиусом кривизны (рис. 9, ж) содержит наклонный прямолинейный участок 3, длина которого может меняться для обеспечения попадания ствола в заданную точку. Однако если накоплен значительный опыт бурения таких скважин, то этот участок может быть исключен (рис. 9, з). Интервалы 5 (рис. 9, ж) и 3 (рис. 9, з) имеют интенсивность искривления порядка 1 град/10 м и возникают самопроизвольно вследствие невозможности резкого перехода от криволинейного интервала к прямолинейному даже при применении стабилизирующих компоновок. Длина этих интервалов около 30 м.

При бурении с малым радиусом кривизны интенсивность искривления составляет от 4 до 10 град/м, при этом радиус кривизны находится в пределах от 6 до 15 м. Для бурения таких скважин используется специальный инструмент - гибкие бурильные трубы и УБТ, ведутся работы по созданию гибких забойных

двигателей. Основное преимущество такого типа профиля - точный подход скважины к выбранному объекту эксплуатации. Однако при этом низка механическая скорость бурения, отсутствует серийная забойная аппаратура для контроля за положением ствола скважины, и сравнительно невелика длина горизонтального участка. Очевидно, что для более широкого внедрения такого типа профиля требуются дополнительные научные исследования и конструкторские разработки.

Для получения сверхмалых радиусов кривизны (от нескольких сантиметров до 0,6 м) используются высоконапорные струи воды, с помощью которых создаются стволы диаметром 40 - 70 мм. Этот метод пока применяют только в экспериментальных целях.

Скважины с горизонтальным участком ствола, сооружаемые в Западной Сибири, имеют комбинированный профиль. До кровли продуктивного пласта скважина бурится с интенсивностью искривления до 2 град/10 м (большой радиус кривизны по американской классификации). Зенитный угол скважины доводится при этом до 60-65°. В продуктивном пласте интенсивность искривления ствола составляет 8-10 град/10 м, и зенитный угол доводится до 90°, а далее продолжается бурение горизонтального интервала длиной до 1000 м. Имеется опыт бурения таких скважин при радиусах кривизны 250-460 м.

4.2. Определение допустимой интенсивности искривления скважин

Выбор необходимой интенсивности искривления ствола производится с учетом нескольких факторов. Очевидно, что при значительной интенсивности искривления, ухудшаются условия эксплуатации всего оборудования и инструмента, при спуске бурильных и обсадных колонн возможны посадки и обрезание желобов. Однако длина интервала искривления в этом случае сокращается, что приводит к уменьшению дополнительных затрат времени на бурение с отклонителем. При малой интенсивности искривления затраты за счет увеличения

длины интервала бурения с отклонителем существенно выше.

Допустимый радиус кривизны определяется с различных точек зрения. Во-первых, минимально допустимый радиус кривизны ствола рассчитывается исходя из условий проходимости всего инструмента и оборудования по скважине. При этом учитывается возможен ли спуск инструмента под действием веса, например, колонны буровых труб. В этом случае допускается изгиб спускаемого инструмента, в частности, турбобура, но, естественно, без остаточных деформаций. Если принудительный спуск невозможен (спуск на кабеле, тросе), то между инструментом и стенками скважины должен быть зазор, величина которого согласно инструкции принимается равным 1,5 - 3 мм. В общем случае достаточно точно минимальный радиус кривизны R_{min} с этой точки зрения определяется по формуле [1]

$$R_{min} = L^2 / [8 (D - d - k)], \quad (36)$$

где L - длина спускаемого инструмента, м; d - его диаметр, м; D - диаметр скважины или внутренний диаметр соответствующей обсадной колонны в зависимости от исходных условий расчета, м; k - необходимый зазор, м.

Во-вторых, чтобы не происходило разрушение стенок скважины при спуско-подъемных операциях, т.е. для исключения желобообразования, минимальный радиус искривления R должен удовлетворять следующему условию [1]:

$$R > P / F_{доп}, \quad (37)$$

где P - натяжение буровой колонны при подъеме инструмента, кН; l - расстояние между замками, м; $F_{доп}$ - допустимая сила прижатия замка к стенке скважины, кН.

Для условий Западной Сибири при глубинах до 1000 м $F_{доп} = 10$ кН, а при больших глубинах $F_{доп} = 20-30$ кН. В крепких породах $F_{доп} = 40-50$ кН. [1]

В-третьих, для нормальной эксплуатации буровых и обсадных колонн, т.е. для того, чтобы напряжение в трубах за счет изгиба в искривленных интервалах не превышало допустимых, минимальный радиус кривизны R_{min} должен

быть

$$R_{\min} \geq E \cdot d / 2 [\sigma_{\text{изг}}], \quad (38)$$

E - модуль упругости, МПа/мм²; d - наружный диаметр труб, мм; $[\sigma_{\text{изг}}]$ - допустимое напряжение изгиба, МПа/мм².

Определяя минимальные радиусы по формулам (36) - (38), выбирают наибольший, по которому и ведут дальнейшее проектирование.

Нередко минимальный радиус кривизны оговаривается инструкциями. Так, например, до недавнего времени в Западной Сибири максимальная интенсивность искривления была ограничена величиной в 2 град/10 м, что соответствует радиусу кривизны около 285 м, затем эта величина была уменьшена до 1,5 град/10 м. Сейчас эти ограничения сняты.

Значительно ограничивается интенсивность искривления ствола в интервале установки насосного оборудования (900 - 1400 м в зависимости от глубины залегания продуктивного горизонта). Согласно инструкции [4], она должна быть не более 3 град/100 м. Это ограничение связано с тем, что в искривленных участках существенно снижается межремонтный период (МРП) насосного оборудования, который является одним из основных показателей его работы.

4.3. Расчет профиля скважины

Общий порядок расчета профиля скважины сводится к следующему.

1. По ранее пробуренным на месторождении скважинам определяются закономерности искривления и влияние на него различных факторов. Эти данные позволяют определить интенсивность естественного искривления на отдельных интервалах.

2. По схеме кустования или структурной карте и геологическим разрезам определяются проектный азимут скважины, глубина скважины по вертикали и проектное смещение (отход).

3. Определяется конечная глубина верхнего вертикального участка. Очевидно, что чем меньше глубина, на которой производится искусственное искрив-

ление скважины, тем меньше общие затраты средств и времени на бурение. С этой точки зрения длина верхнего вертикального участка должна быть минимальной. С другой стороны, искусственное искривление ствола в рыхлых породах затруднено, хотя в Западной Сибири есть опыт искривления, начиная с глубины 20 м.

В ряде районов страны длина рассматриваемого интервала принимается такой, чтобы насосное оборудование в процессе эксплуатации скважин находилось в вертикальном участке. Длина его в этом случае доходит до 1000 м.

При бурении скважин с кустовых площадок на длину верхнего вертикального участка накладывается еще ряд требований, связанных с необходимостью исключения пересечения стволов. Эти требования будут рассмотрены ниже в разделе 8.1.

4. Выбирается КНБК, обеспечивающая необходимую интенсивность искусственного искривления, которая не должна превышать ранее рассчитанную максимальную интенсивность искривления. В ряде случаев, наоборот, сначала может быть принята КНБК и по ней определяется интенсивность искусственного искривления.

Интенсивность искривления на участках естественного уменьшения зенитного угла устанавливается исходя из практического опыта.

5. По величине интенсивности искусственного искривления определяются радиусы кривизны R соответствующих интервалов по формуле (3).

Полученные величины радиусов сравниваются с минимально допустимыми и при необходимости корректируются.

6. Производится расчет профиля, т. е. определяется необходимый зенитный угол скважины в конце интервала набора кривизны, проекции всех интервалов на горизонтальную и вертикальную плоскость, их длины, глубина скважины по вертикали, отход (смещение) и глубина скважины по стволу. Рассчитанные глубина по вертикали и смещение сравниваются с заданными, что является проверкой правильности всех расчетов.

В приведенных ниже формулах приняты следующие условные обозначения:

h - глубина скважины по вертикали, м;

S - общий отход скважины (смещение), м;

H_n - вертикальная проекция n -го интервала, м;

S_n - горизонтальная проекция n -го интервала, м;

l_n - длина n -го интервала, м;

R_n - радиус кривизны n -го интервала, м;

L - глубина скважины по стволу, м;

Θ_n - zenithный угол скважины в конце n -го интервала, град.

4.3.1. Двухинтервальный профиль

Для двухинтервального профиля (рис. 10) возможны два варианта задачи.

1. При заданной глубине скважины по вертикали h , длине первого вертикального интервала H_1 и смещении (отходе) скважины $S = S_2$, определяется радиус искривления R_2 на втором интервале

$$R_2 = [(h - H_1)^2 + S^2] / 2S, \quad (39)$$

$$\Theta_2 = \arccos (1 - S/R_2), \quad (40)$$

$$H_2 = R_2 \sin \Theta_2, \quad (41)$$

$$l_2 = 0,01745 R_2 \Theta_2, \quad (42)$$

$$L = H_1 + l_2. \quad (43)$$

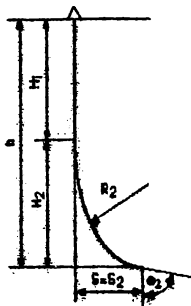


Рис. 10. Двухинтервальный профиль

2. При заданной глубине скважины по вертикали h , радиусе искривления R_1 и смещении S определяется длина первого вертикального интервала H_1 , т.е. глубина, с которой начинается искусственное искривление

$$H_1 = h - H_2, \quad (44)$$

$$H_2 = R_1 \sin \Theta_1, \quad (45)$$

$$\Theta_1 = \arccos \{1 - (S/R_1)\}, \quad (46)$$

$$l_1 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \Theta_1, \quad (47)$$

$$L = H_1 + l_1. \quad (48)$$

4.3.2. Трехинтервальный профиль

При третьем прямолинейном интервале профиля (рис. 11, а) расчет ведется по следующей схеме:

$$\Theta_1 = \arccos \{[R_1 \cdot (R_2 - S)] + H \cdot [(H^2 + S^2 - 2R_1 \cdot S)]^{0,5} / [(R_1 - S)^2 + H^2]\}, \quad (49)$$

где $H = h - H_1$,

$$l_1 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \Theta_1, \quad (50)$$

$$H_2 = R_1 \cdot \sin \Theta_1, \quad (51)$$

$$S_1 = R_1 \cdot (1 - \cos \Theta_1), \quad (52)$$

$$l_2 = (H - H_2) / \cos \Theta_1, \quad (53)$$

$$H_3 = h - H_1 - H_2, \quad (54)$$

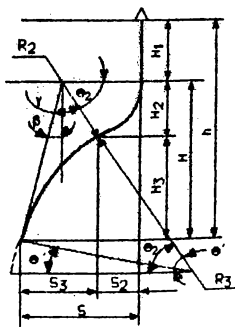
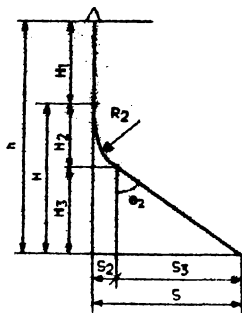


Рис 11 Трехинтервальный профиль

$$S_1 = (H - H_1) \cdot \operatorname{tg} \Theta_1, \quad (55)$$

$$L = H_1 + l_1 + l_2. \quad (56)$$

При третьем криволинейном интервале (рис. 11, б) зенитный угол Θ_1 в конце второго интервала определяется по формуле

$$\Theta_2 = 90^\circ - \gamma + \beta, \quad (57)$$

где γ и β - вспомогательные углы.

$$\beta = \arctg (S - R_1)/H, \quad (58)$$

где $H = h - H_1$.

$$\gamma = \arccos \sqrt{1/2 [(S - R_1)^2 + H^2 + R_1^2] / (R_0 [(S - R_1)^2 + H^2]^{0.5})}, \quad (59)$$

где $R_0 = R_1 + R_2$.

Расчет параметров второго интервала профиля ведется по формулам (50), (51), (52).

Длина третьего интервала l_3 определяется по формулам

$$l_3 = 0,01745 R_1 \Theta', \quad (60)$$

$$\Theta' = \Theta_2 - \Theta'', \quad (61)$$

$$\Theta'' = \arcsin [R_0 \sin \Theta - H] / R_1, \quad (62)$$

$$H_1 = R_1 (\sin \Theta_2 - \sin \Theta''), \quad (63)$$

$$S_1 = R_1 (\cos \Theta'' - \cos \Theta_2), \quad (64)$$

$$L = H_1 + l_1 + l_2, \quad (65)$$

$$S = S_1 + S_2, \quad (66)$$

$$h = H_1 + H_2 + H_3. \quad (67)$$

С меньшей, но достаточной для практических целей точностью, расчет такого типа профиля можно провести по следующим формулам:

$$\Theta_2 = \Theta + \Delta\Theta, \quad (68)$$

$$\text{где } \Theta_1 = \arccos [R_1 (R_1 - S) + H (H^2 + S^2 - 2R_1 S)^{0.5}] / [(R_1 - S)^2 + H^2], \quad (69)$$

$$\Delta\Theta = (\Theta - \Theta_1)/2. \quad (70)$$

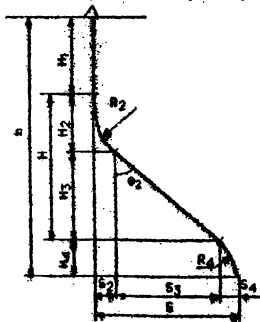
$$\text{Отсюда } \Theta_2 = (3\Theta - \Theta_1)/2, \quad (71)$$

$$\text{где } \Theta_2 = \arcsin [\sin \Theta - (h - H_1 - R_1 \sin \Theta)/R_2]. \quad (72)$$

Определив приближенное значение Θ_2 , далее рассчитаем все необходимые величины $l_2, H_2, S_2, H_3, l_3, S_3, L$.

4.3.3. Четырехинтервальный профиль

При проектировании скважин с четырехинтервальным профилем (рис. 12) в качестве исходных данных, кроме глубины скважины по вертикали h , отхода



S , глубины вертикального участка H_1 , радиусов кривизны R_2 и R_4 , вводится зенитный угол скважины в конце второго интервала Θ_2 . Его величина определяется либо нормативно (в ряде случаев зенитный угол скважины не может превышать определенной величины, например, 20°), либо берется несколько больше, рассчитанной по формуле (49). Далее определяется длина третьего прямолинейного участка по формуле

Рис. 12. Четырехинтервальный профиль

$$l_1 = A - B, \quad (73)$$

$$\text{где } A = [(h - H_1 - R_2 \sin \Theta_2) / \cos \Theta_2] - [S - B] \sin \Theta_2, \quad (74)$$

$$B = R_2 (1 - \cos \Theta_2) + (h - H_1 - H_2 \sin \Theta_2) \operatorname{tg} \Theta_2. \quad (75)$$

Зенитный угол скважины на конечной глубине Θ_4 определяется по формуле

$$\Theta_4 = \Theta_2 - \arctg \{C/(R_4^2 - C^2)^{0.5}\}, \quad (76)$$

где
$$C = [2R_4 \{S \cdot B\} \cos \Theta_2 - (S \cdot B)^2 \cos^2 \Theta_2]^{0.5}. \quad (77)$$

Параметры второго интервала определяются по формулам (50), (51) и (52).

Для третьего интервала глубина по вертикали h_3 и отход S_3 определяются и выражений

$$h_3 = l_3 \cdot \cos \Theta_2, \quad (78)$$

$$S_3 = l_3 \cdot \sin \Theta_2. \quad (79)$$

Для четвертого интервала параметры профиля определяются по формулам

$$l_4 = 0,01745 \cdot R_4 (\Theta_2 - \Theta_4), \quad (80)$$

$$S_4 = R_4 (\cos \Theta_4 - \cos \Theta_2). \quad (81)$$

4.3.4. Пятиинтервальный профиль

Предварительно, исходя из конкретных условий (глубина скважины по вертикали, возможная длина интервала стабилизации, радиус искривления из четвертом интервале), устанавливается длина пятого вертикального участка II (рис. 13). Далее определяются промежуточные параметры R_0 и H

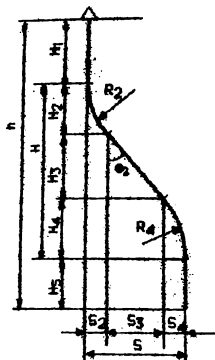
$$R_0 = R_2 + R_4, \quad (82)$$

$$H = h - H_1 - H_3, \quad (83)$$

а далее зенитный угол в конце второго интервала

$$\Theta_2 = \arcsin \{R_0 \cdot H - (R_0 - S) [H^2 - S (2R_0 - S)]^{0.5} / [H^2 + R_0^2 - S (2R_0 - S)]\}, \quad (84)$$

Расчет профиля на втором интервале ведется по формулам (50), (51) и (52)



Остальные параметры профиля определяются по формулам

$$H_1 = h - H_1 - H_5 - (R_2 + R_4) \cdot \sin \Theta_1, \quad (85)$$

$$l_2 = H_2 / \cos \Theta_1, \quad (86)$$

$$S_2 = h_2 \cdot \tan \Theta_1, \quad (87)$$

$$l_4 = 0,01745 \cdot R_4 \cdot \Theta_1, \quad (88)$$

$$S_4 = R_4 \cdot (1 - \cos \Theta_1), \quad (89)$$

$$H_4 = R_4 \cdot \sin \Theta_1, \quad (90)$$

$$L = H_1 + l_2 + l_3 + l_4 + H_5, \quad (91)$$

$$h = H_1 + H_2 + H_3 + H_4 + H_5, \quad (92)$$

$$S = S_2 + S_3 + S_4. \quad (93)$$

Рис. 13. Пятиинтервальный профиль

5. Технические средства направленного бурения

Для искусственного искривления скважин в требуемом направлении используются различные технические средства, называемые отклонителями. При ротационном бурении технические средства и технология искусственного искривления более сложны, поэтому чаще используются отклонители с забойными двигателями. Далее рассматриваются только такие отклонители. С их помощью на породоразрушающем инструменте создается отклоняющая сила. Из-за угла между осью скважины и осью породоразрушающего инструмента возникает некоторый угол перекоса. Зачастую эти отклоняющие факторы действуют совместно, но какой-либо из них имеет преобладающее значение. При этом доказано, что для любой отклоняющей компоновки при отсутствии прогиба турбобура и разработки ствола скважины при любых соотношениях диаметров долота и турбобура, искривление ствола вследствие фрезерования стенки скважины в 4,84 раза больше,

чем в результате асимметричного разрушения забоя [3]. Если происходит прогиб забойного двигателя, то доля искривления ствола за счет асимметричного разрушения породы на забое будет еще меньше.

В случае, если искривление происходит в основном за счет фрезерования стенки скважины, то такие отклонители называются с упругой направляющей секцией, а если за счет перекоса инструмента - с жесткой направляющей секцией.

К наиболее распространенным отклонителям относится кривой переводник, показанный на рис. 14. Он представляет собой обычный переводник, соединительные резьбы которого выполнены под углом друг к другу. Этот угол составляет от 1 до 40°.



Рис. 14. Кривой переводник

Кривой переводник включается в компоновку между забойным двигателем и УБТ. В результате большой жесткости УБТ в забойном двигателе возникает изгиб, и на породоразрушающем инструменте возникает отклоняющая сила. Величина ее существенно зависит от длины и жесткости забойного двигателя, поэтому кривые переводники используются с односекционными или укороченными турбобурами и винтовыми забойными двигателями.

Интенсивность искривления скважины при применении кривых переводников зависит от угла перекоса резьб, геометрических, жесткостных и весовых характеристик компоновки, режима бурения, фрезерующей способности долота, физико-механических свойств горных пород, зенитного угла скважины. Поэтому она колеблется в широких пределах от 1 до 6 град/10 м.

Максимальный зенитный угол, который может быть достигнут при применении кривого переводника с односекционным турбобуром, составляет 40-45° [2]. При необходимости достижения больших зенитных углов следует использовать укороченные или короткие забойные двигатели.

К бесспорным преимуществам кривого переводника относится его просто-

га, однако при его использовании ухудшаются условия работы забойного двигателя за счет упругой деформации, интенсивность искривления из-за указанных выше факторов колеблется в широких пределах, породоразрушающий инструмент из-за наличия отклоняющей силы работает в более тяжелых условиях.

Турбинные отклонители серии ТО (рис. 15) состоят из турбинной 1 и шпиндельной 2 секций. Корпуса секций соединяются

между собой кривым переводником 3, позволяющим передавать осевую нагрузку. Крутящий момент от вала турбинной секции к валу шпинделя, расположенных под углом друг к другу, передается кулачковым шарниром 4. Максимальный угол перекоса осей присоединительных резьб кривого переводника γ может быть определен по формуле [1]

$$\gamma = 57,3(2l_1 - l_2)(D - d) / 2l_1^2, \quad (94)$$

где l_1 - расстояние от торца долота до кривого переводника, м; l_2 - расстояние от кривого переводника до верхнего переводника отклонителя, м; D - диаметр долота, м; d - диаметр турбобура, м.

Величина l_1 может быть определена из выражения

$$l_1 = 23,9 [(D - d) / i_0]^{0,5}, \quad (95)$$

где i_0 - желаемая интенсивность искривления скважины, град/10 м.

Предельное значение величины l_2 , при которой не происходит притыва турбобура, опре-

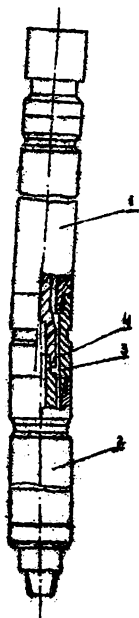


Рис. 15. Турбинный отклонитель

деляется по формуле

$$l_2 = 2,83 \cdot l_1. \quad (96)$$

Угол перекоса резьб переводника серийно выпускаемых турбинных отклонителей составляет $1,5^\circ$, а диаметр корпуса 172, 195 и 240 мм. Интенсивность искривления ствола при их применении доходит до 3 град/10 м.

Преимуществами турбинных отклонителей являются приближение кривого переводника к забою скважины, в результате чего искривление ствола имеет более стабильный характер, мало зависящее от физико-механических свойств пород и технологии бурения. Использование нескольких турбинных секций (отклонители серии ОТС) позволяет увеличивать мощность и крутящий момент на долоте и применять такие отклонители в скважинах малого диаметра, т. е. там, где обычные кривые переводники не дают желаемых результатов.

Существенным недостатком турбинных отклонителей является малый моторесурс кулачкового шарнира, соединяющего валы шпиндельной и турбинной секций.

Этого недостатка в некоторой степени лишены шпиндель-отклонители (рис. 16), у которых кривой переводник 1 включен в разъемный корпус 2 шпинделя, а вал изготавливается составным, соединенным кулачковыми полумуфтами 3. Такая конструкция отклонителя позволяет разгрузить полумуфты от гидравлических нагрузок и увеличить долговечность узлов по сравнению с турбинными отклонителями. Шпиндель-отклонители можно эксплуатировать вместо обычного шпинделя с любым секционным турбобуром.

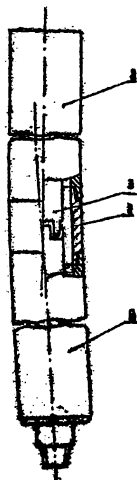


Рис. 16. Шпиндель-отклонитель

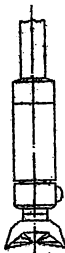


Рис. 15. Отклонитель с накладкой

Угол перекося кривого переводника серийно выпускаемых шпіндель-отклонителей составляет $1^{\circ}30'$, а наружный диаметр - 195 и 240 мм. За счет приближения кривого переводника к забою повышается отклоняющая способность и стабильность искривления скважины.

Наиболее простым в изготовлении является отклонитель с эксцентричной накладкой, показанный на рис. 17. В этом случае на шпинделе или корпусе забойного двигателя приваривается на-

кладка. В результате на породоразрушающем инструменте возникает отклоняющая сила и происходит искривление скважины. Радиус R искривления ствола может быть рассчитан по формуле

$$R = l / [2 \sin(\beta + \varphi)], \quad (97)$$

при этом

$$\sin \beta = h / l_2, \quad (98)$$

$$\sin \varphi = (d + 2h - D) / 2l_1, \quad (99)$$

где l - длина турбобура, м; h - высота накладки, мм; D - диаметр долота, мм; d - диаметр забойного двигателя, мм; l_1 - расстояние от торца долота до накладки, м; l_2 - расстояние от накладки до верхнего переводника турбобура, м.

При применении отклонителей с накладкой искривления скважины наиболее стабильно по сравнению с другими отклонителями. В отличие от обычных кривых переводников с увеличением зенитного угла скважины отклоняющая способность отклонителя с накладкой не уменьшается. Он может быть использован с любым забойным двигателем. Однако следует отметить и существенный недостаток - "зависание" инструмента в процессе бурения в результате трения наклад-

ки о породе. В ряде случаев, особенно в крепких породах, отмечается снижение механической скорости бурения до 50 %. Для уменьшения влияния этого фактора края накладки выполняются скошенными, она облицовывается резиной, однако проблема "зависания" сохраняется.

Разновидностью отклонителя с накладкой, позволяющей в какой-то мере избавиться от этого недостатка, является упругий отклонитель. Он представляет собой накладку на шпинделе турбобура, опирающуюся на резиновую рессору. В случае "зависания" или заклинивания инструмента происходит прогиб рессоры, что способствует свободному прохождению отклонителя по скважине. Изменяя толщину рессоры, можно регулировать интенсивность искривления скважины.

Для повышения интенсивности и стабильности искривления в ряде случаев в компоновку низа буровой колонны включается два отклонителя, например, шпиндель-отклонитель с винтовым забойным двигателем и обычный кривой переводник. При этом, естественно, направления действия отклонителей должны совпадать.

При применении всех описанных выше отклонителей после искривления скважины на требуемую величину производится замена компоновки независимо от степени износа породоразрушающего инструмента. Для сокращения затрат времени возможно бурение компоновкой с отклонителем с одновременным вращением колонны бурильных труб ротором. Наиболее пригодным для этих целей является отклонитель с эксцентричной накладкой, т.к. при использовании других отклонителей происходит быстрый износ забойных двигателей. При этом следует отметить увеличение диаметра скважины до 10 % от номинального.

Для регулирования интенсивности искривления в процессе бурения без подъема инструмента предложено несколько конструкций отклонителей. Однако в настоящее время серийно выпускается только отклонитель тепеалот, разработанный Французским институтом нефти. Он представляет собой кривой переводник с изменяющимся углом перегиба от 0 до 2,5 или 3° в зависимости от модификации. Принципиальная схема отклонителя показана на рис. 18. Он состоит из верхней 1 и нижней 2 секций, соединенных валом 3, ось которого наклонена под

некоторым углом γ к осям секций. При азимутном положении секций 1 и 2, показанном на рис. 18, а, угол перекоса между ними отсутствует и при бурении искривления скважины не происходит. При повороте секций друг относительно друга на 180° (рис. 18, б) угол перекоса между осями секций составит 2γ , и при бурении скважина будет искривляться с максимальной для данного отклонителя интенсивностью. При других азимутных положениях секций угол перекоса между ними будет в пределах от 0 до 2γ . Поворот секций друг относительно друга производится с помощью электродвигателя по командам с поверхности земли, передаваемым по кабелю. Изготавливались экспериментальные отклонители, в которых команда на поворот секции передавалась по гидравлическому каналу путем сброса внутрь колонны буровых труб стальных шаров. Фиксация секций друг относительно друга в разных модификациях отклонителей производится как дискретно, так и в любом желаемом положении.

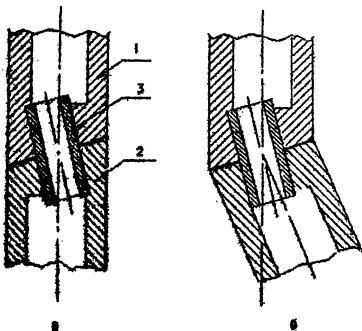


Рис. 18. Предельная схема крытого переводника с заданным углом перекоса

6. Ориентирование отклонителей

Ориентирование отклонителей заключается в совмещении направления их действия с направлением необходимого отклонения ствола скважины. Ориентирование производится относительно фиксированной в каком-либо определенном положении плоскости. В наклонных скважинах такой плоскостью чаще всего является апсидальная, т.е. вертикальная плоскость, проходящая через ось скважины, а в вертикальных - плоскость магнитного или истинного меридиана.

Угол между фиксированной плоскостью и плоскостью, в которой происходит искусственное искривление ствола скважины (плоскость отклонения), называется углом установки отклонителя.

Угол установки измеряется от фиксированной плоскости по часовой стрелке и может изменяться от 0 до 360° . Для вертикальных скважин угол установки отклонителя равен азимуту требуемого искривления скважины.

В наклонных скважинах при угле установки ψ , равном 0° , происходит искривление ствола в сторону увеличения зенитного угла Θ . При угле установки $\psi = 180^\circ$ в процессе бурения скважины с отклонителем зенитный угол ее уменьшается. Азимутальный угол в том и другом случае остается неизменным. Если $\psi = 90^\circ$, то при искривлении азимут скважины увеличивается, а при $\psi = 270^\circ$ - азимут уменьшается при сохранении зенитного угла. При условии, что $0^\circ < \psi < 90^\circ$, при искривлении происходит увеличение зенитного угла Θ и азимута α . Если $90^\circ < \psi < 180^\circ$, то азимут возрастает, а зенитный угол уменьшается. Если $180^\circ < \psi < 270^\circ$ при искривлении происходит уменьшение зенитного угла и азимута. Если $270^\circ < \psi < 360^\circ$ зенитный угол возрастает, а азимут уменьшается (рис. 19).

Направление искривления скважины

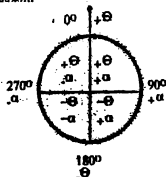


Рис. 19. Изменение зенитного угла Θ и азимута α скважины при различных углах установки отклонителя

Точное значение угла установки отклонителя при требуемом изменении зенитного угла и азимута может быть определено различными методами: аналитически, графически несколькими способами, по номограммам, предложенными разными авторами, с помощью специальных приборов.

Известные формулы для расчета угла установки отклонителя достаточно громоздки и содержат значение угла пространственного искривления скважины на интервале применения отклонителя, т.е. предварительно необходимо задаться длиной этого интервала. Однако фактическая длина интервала искривления практически никогда не совпадает с предварительно принятой, поэтому в расчете угла установки появляется погрешность.

Наиболее просто и с достаточной степенью точности угол установки отклонителя может быть определен графически. Для этого от направления, условно принятого за северное (рис. 20), откладывается фактический α_f (на забое скважины) и требуемый α_{tr} (в конце интервала искривления) азимутальные углы скважины. По полученным направлениям в принятом линейном масштабе (например, $1^\circ = 1 \text{ см}$) откладываются соответственно фактический Θ_f и требуемый Θ_{tr} зенитные углы.

Требуемые азимутальный α_{tr} и Θ_{tr} углы определяются из необходимости выведения скважины в заданную проектом точку по ранее приведенной методике.

Полученные точки А и В соединяются, образовавшийся при этом угол ВАС

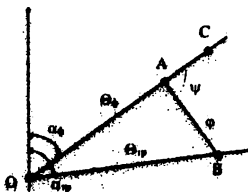


Рис. 20. Графический метод определения угла установки отклонителя

равен искомому углу установки ψ . Он измеряется от направления АС по часовой стрелке.

Величина отрезка АВ на рис. 20 в принятом линейном масштабе равна требуемому углу пространственного искривления скважины. Зная из технической характеристики отклонителя интенсивность искривления скважины i при его применении, можно определить длину интервала искусственного искривления L по формуле

$$L = \varphi/i. \quad (100)$$

Перед ориентированием отклонителя в скважине должно быть определено его фактическое положение относительно либо плоскости магнитного меридиана (в вертикальном стволе), либо апсидальной плоскости (в наклонном стволе).

В первом случае наиболее распространенным является метод непрерывного прослеживания за положением отклонителя в скважине в процессе его спуска (метод меток). Другие способы ориентирования в этом случае либо сложны, либо имеют низкую точность. При ориентировании по меткам на концах всех элементов бурильной колонны предварительно наносятся метки, расположенные в одной осевой плоскости (на одной образующей). Для этого используется шаблон с уровнем, предложенный А.М. Григоряном (рис. 21). В нижней части шаблона имеется острие, с помощью которого прочерчивается линия на элементах бурильной колонны, а по этой линии зубилом наносится метка. Предварительно бурильные трубы выкатываются на мостки, на один из концов устанавливается

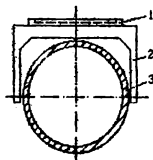


Рис. 21. Шаблон с уровнем конструкции А.М. Григоряна:
1 - уровень; 2 - полухомут-шаблон;
3 - буровая труба

шаблон, путем поворота его вокруг оси трубы, пузырек уровня выводится на середину и делается метка. Далее, не изменяя положение трубы, шаблон переносится на другой конец трубы, пузырек уровня выводится на середину и делается

вторая метка. Общая длина труб с метками должна превышать глубину скважины, на которой начинается ее искусственное искривление, плюс длина интервала искривления.

Ориентированный спуск отклонителя по меткам может осуществляться различными методами, но наиболее распространенным является следующий. На бумажной ленте длиной чуть более длины окружности замков бурильных труб приблизительно по середине ставится метка О (отклонитель). Отклонитель опускается в скважину и на него навинчивается УБТ. Метка О на ленте совмещается с меткой на отклонителе, указывающей направление его действия, на бумажную ленту переносится метка с нижнего конца УБТ и ставится цифра 1. Инструмент опускается в скважину, навинчивается ЛБТ (для обеспечения возможности замера параметров искривления скважины магнитным инклинометром без подъема колонны бурильных труб при искусственном искривлении), метка 1 на ленте совмещается с меткой на верхнем конце УБТ, а метка с нижнего конца ЛБТ переносится на ленту, и ставится цифра 2. Инструмент опускается, навинчивается СБТ, метка 2 на ленте совмещается с меткой на верхнем конце ЛБТ и на ленту переносится метка 3 с нижнего конца СБТ. В такой последовательности производится спуск всего инструмента. Для повышения точности ориентирования при изменении диаметра труб бумажную ленту необходимо менять. Так, например, после спуска всех ЛБТ 147х11 на верхний их конец с бумажной ленты переносится метка О. Далее метка О на новой бумажной ленте совмещается с меткой О на верхнем конце ЛБТ, на ленту переносится метка нижнего конца СБТ ТБПВ 127х9, и спуск продолжается. После навинчивания квадрата метка на последней опущенной трубе совмещается с последней меткой на ленте, а метка О с ленты переносится на переводник квадрата. Эта метка указывает направление действия отклонителя, находящегося в скважине. Далее необходимо путем поворота всей колонны бурильных труб (всегда по часовой стрелке) совместить эту метку с проектным направлением скважины. При этом необходимо учесть угол закручивания инструмента под действием реактивного момента забойного двигателя. Практически эта операция выполняется следующим образом. Из плана - программы

на проводку скважины, которая выдается буровой бригаде до начала бурения, берутся значения проектного азимута скважины $\alpha_{пр}$ и азимут-присыльных мостков буровой установки $\alpha_{м}$, и предварительно определяется значение вспомогательного угла δ по формуле

$$\delta = \alpha_{пр} - \alpha_{м}. \quad (101)$$

Угол δ откладывается на неподвижной части ротора от направления мостков по ходу часовой стрелки, если он положительный, и против хода - если отрицательный (рис. 22).

На роторе ставится метка П, указывающая направление на проектную точку. От этой метки П всегда по ходу часовой

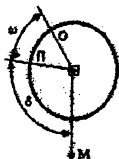


Рис. 22. Ориентирование отклонителя на роторе в вертикальном стволе

стрелки откладывается угол закручивания инструмента ϕ под действием реактивного момента забойного двигателя, и на роторе ставится метка О. Затем вращением колонны бурильных труб совмещаются метки О на переводнике квадрата и роторе, последний закрывается, инструмент без вращения опускается на забой и начинается бурение. Для постоянного наблюдения за положением отклонителя в процессе углубки ствола на роторе ставится вспомогательная метка, совмещенная с одним из ребер квадрата.

При наращивании инструмента отворачивается ведущая труба, навинчивается наращиваемая, последняя метка на бумажной ленте совмещается с меткой на последней трубе, находящейся в скважине, и на ленту переносится метка с наращиваемой трубы. Инструмент опускается в скважину, навинчивается квадрат, последняя метка на бумажной ленте совмещается с меткой на наращенной трубе, а метка О с ленты переносится на переводник квадрата. Далее процесс ориентирования повторяется и продолжается углубка ствола скважины в заданном направлении.

Точность ориентирования по меткам М сравнительно невелика и может

быть определена по формуле

$$M = 3 n^{0.5} \text{ град}, \quad (102)$$

где n - число переноса меток.

Угол закручивания инструмента под действием реактивного момента забойного двигателя, откладываемый на неподвижной части ротора от метки Π по часовой стрелке, зависит от многих факторов. К их числу относятся тип забойного двигателя, физико-механические свойства буримых пород, тип долота, осевая нагрузка, расход и качество промывочной жидкости, компоновка колонны буровых труб, интенсивность искривления скважины и др. Значение угла закручивания может быть определено аналитически или по номограммам. Однако чаще его определяют исходя из опыта бурения в конкретных условиях, так, например, в условиях Западной Сибири для компоновки, состоящей из долота диаметром 295,3 мм, турбобура ТШ 240 (1 секция), кривого переводника, УБТ 178 х 90 - 12 м, ЛБТ 147х11 - 36 м, ТБПВ 127х9 - остальное, используемой для искривления скважин в интервале бурения под кондуктор, значения угла закручивания приведены в табл. 3.

Таблица 3

Угол закручивания инструмента при бурении под кондуктор

Глубина скважины, м	100	200	300	400	500
Угол закручивания, град	4	8-10	12-14	18-20	25

Для компоновки, состоящей из долота диаметром 215,9 мм, турбинного отклонителя ТО 195, ЛБТ 147х11 - 36 м, ТБПВ 127х9 - 500-700 м, ЛБТ 147х11 - остальное, используемой при бурении под эксплуатационную колонну, значения угла закручивания приведены в табл. 4.

Таблица 4

**Угол закручивания инструмента при бурении под
эксплуатационную колонну**

Глубина скважины, м	Угол закручивания, град	Глубина скважины, м	Угол закручивания, град
600	30	1300	70-80
700	40	1400	80-90
800	45	1500	90-100
900	50	1600	100-110
1000	55	1800	110-120
1100	60	1900	120-130
1200	70	2700	120-130

Однако как указывалось ранее, угол закручивания инструмента зависит от многих факторов, поэтому фактическое его значение зачастую весьма существенно отличается от принятого. В связи с этим в процессе искусственного искривления скважины производится определение фактического угла закручивания. При этом, как правило, используется графический метод. Для этого после бурения с отклонителем определенного интервала, например, 40 м, производится замер фактического зенитного угла и азимута скважины. Далее от условного направления, принятого за северное, откладывается азимутальный угол скважины в начале интервала искривления α_n , а по полученному направлению в принятом линейном масштабе, например, $1^\circ = 1 \text{ см}$, откладывается начальный зенитный угол Θ_n (точка А, рис. 23). В точке А от направления AD по часовой стрелке откладывается угол установки отклонителя ψ , а по полученному направлению в принятом линейном масштабе - угол пространственного искривления скважины ϕ на пробуренном интервале. Этот угол определяется по формуле

$$\phi = i \cdot h, \quad (103)$$

где i - интенсивность искусственного искривления для используемого отклоните-

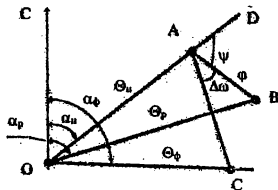


Рис. 23. Графический метод определения поправки угла закручивания

ля, град/м (определется из технической характеристики отклонителя); h - длина пробуренного интервала, м.

Полученная точка В соединяется с точкой О, при этом углы α_p и θ_p являются расчетными для пробуренного интервала.

Затем в точке О от направления на север откладывается фактический (замеренный) азимут α_ϕ и по полученному направлению в принятом линейном масштабе фактический зенитный угол скважины θ_ϕ .

Полученный угол ВАС является поправкой к углу закручивания инструмента, принятого по табл. 3 или 4. Эта поправка берется со знаком плюс, если фактический азимут меньше расчетного, и со знаком минус, если $\alpha_\phi > \alpha_p$.

В случае, если точки А, В и С окажутся на одной прямой, но В и С не совпадают, то это свидетельствует о том, что фактический угол закручивания инструмента равен принятому, но фактическая интенсивность искусственного искривления для используемого отклонителя отличается от указанной в технической характеристике.

После определения величины поправки угла закручивания инструмента необходимо произвести корректировку угла установки отклонителя путем поворота колонны буровых труб.

Для более точного откладывания углов на неподвижной части ротора необходимо перевести их значения в градусах в длину дуги окружности S стола ро-

тора по формуле

$$S = r \cdot \alpha / 57,3, \quad (104)$$

где r - радиус стола ротора; α - откладываемый угол.

Длина дуги измеряется стальной рулеткой.

В наклонном стволе используется косвенный метод ориентирования, основанный на определении положения плоскости действия отклонителя относительно апсидальной плоскости скважины. Это существенно снижает затраты времени и повышает точность ориентирования отклонителя. В компоновку низа буровой колонны включается так называемый магнитный переводник, представляющий собой обычный переводник, во внутренней боковой поверхности которого встроены постоянный магнит. Создаваемый им магнитный поток имеет то же направление действия, что и направление действия отклонителя. При ориентировании внутри колонны буровых труб опускается инклинометр с магнитной буссолью, например, типа КИТ. Разрыв реохорда (начало отсчета) буссоли инклинометра за счет эксцентричного груза рамки датчиков в наклонной скважине располагается в апсидальной плоскости. Магнитная стрелка буссоли, находящейся в магнитном переводнике, фиксируется в направлении действия отклонителя. При замере инклинометр показывает угол разворота плоскости действия отклонителя по отношению к азимуту скважины. Отсчитывается этот угол против хода часовой стрелки.

Ориентирование отклонителя в скважине практически производится следующим образом. Предварительно определяется значение вспомогательного угла δ по формуле

$$\delta = \alpha - \alpha_m, \quad (105)$$

где α - фактический азимут скважины на забое; α_m - азимут присменных мостков, значение которого берется из плана - программы на проводку скважины.

Угол δ откладывается на неподвижной части ротора от направления присменных мостков по часовой стрелке, если он положителен и против часовой стрелки,

если отрицателен (рис. 24). На роторе ставится метка А - фактический азимут скважины. От полученной метки А против хода часовой стрелки откладывается угол λ , измеренный инклинометром в магнитном переводнике, на роторе ставится метка, а затем она переносится на переводник квадрата. Эта метка указывает направление действия отклонителя.

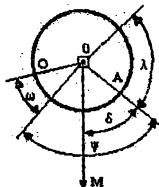


Рис. 24. Ориентирование отклонителя на роторе в наклонном стволе

Далее от метки А на роторе по часовой стрелке откладывается угол установки отклонителя ψ и угол закручивания колонны бурильных труб ω , определенные по ранее приведенной схеме. На роторе ставится метка О, затем путем вращения колонны бурильных труб ротором метка О на переводнике квадрата совмещается с меткой О на роторе, ротор закрывается и начинается процесс бурения скважины в новом направлении.

В процессе бурения необходимо проводить постоянный контроль за положением скважины в пространстве. Для этого производится замеры зенитного угла и азимута через 12 - 25 м проходки в зависимости от условий бурения и используемого отклонителя. Замеры производятся путем спуска инклинометра внутрь колонны бурильных труб. При этом для обеспечения замера азимута в КНБК включается 24 - 36 м ЛБТ между УБТ и стальными бурильными трубами. Для исключения погрешностей при измерении инклинометр должен находиться не ближе 5 м от УБТ и 3 м от стального зажима ЛБТ. Таким образом, замер производится на некотором удалении от забоя. Для определения зенитного угла и азимута скважины непосредственно на забое чаще всего используется графический метод. Для этого от некоторого направления, условно принимаемого за северное, откладываются азимуты ствола в начале интервала искусственного искривления и замеряемый в ЛБТ аз (рис. 25). По этим направлениям в принятом линейном масштабе откладываются соответствующие зенитные углы Θ_1 и Θ_2 . Полученные точки А и В соединяются между собой. Величина отрезка АВ в приня-

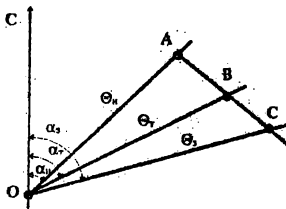


Рис. 25. Графический метод определения зенитного и азимутального углов на забое скважины

том линейном масштабе равна углу пространственного искривления скважины φ на интервале h от начала применения отклонителя до точки замера параметров искривления в ЛБТ. Следовательно, интенсивность пространственного искривления i_φ на этом интервале равна

$$i_\varphi = \varphi / h. \quad (106)$$

Угол пространственного искривления скважины φ на интервале h от начала применения отклонителя до забоя составит

$$\varphi = i_\varphi \cdot h. \quad (107)$$

Значение этого угла φ в принятом линейном масштабе откладывается по направлению АВ от точки А. Полученная точка С соединяется с точкой О, после чего определяются зенитный угол Θ и азимут α на забое скважины.

7. Неориентируемые компоновки для управления искривлением скважин

Использование различных типов отклонителей позволяет искривлять скважины со значительной интенсивностью, однако при этом требуется время на их

ориентирование. Следует отметить, что при выполнении этой операции зачастую по различным причинам происходят ошибки, что приводит к еще большим затратам времени. Поэтому для управления искривлением предлагаются различные КНБК, позволяющие бурить скважины в нужном направлении и не требующие ориентирования. Разные типы таких компоновок обеспечивают бурение вертикальных участков, прямолинейных наклонных, с малоинтенсивным увеличением или уменьшением зенитного угла. Однако при их использовании, хотя общие тенденции искривления сохраняются, но интенсивность колеблется в широких пределах в зависимости от конкретных геологических условий. Поэтому для каждого месторождения необходимо выявление закономерностей искривления для различных типов породоразрушающего инструмента, забойных двигателей, длины и диаметра УБТ, мест установки центрирующих элементов.

Кроме того, применение различных компоновок дает хорошие результаты только в случае, если направления желаемого и естественного искривления совпадают или близки друг к другу. В противном случае эффективность использования КНБК значительно снижается.

Определение предполагаемого направления и интенсивности искривления той или иной компоновкой может быть произведено аналитически. Для этого составляется дифференциальное уравнение изогнутой оси компоновки. Следует отметить, что в большинстве случаев принимаются некоторые допущения и ограничения (разработка стенок скважины отсутствует, ствол прямолинейен, породы в стенках скважины абсолютно твердые и др.). Решение уравнения дает величину и направления действия отклоняющей силы. Однако известные уравнения могут применяться только для одного типа компоновок, например, компоновка с центратором, кривым переводником.

В настоящее время предложена обобщенная методика расчета КНБК [1]. В этом случае компоновка представляется упругой балкой, расположенной на шарнирных опорах. Первая опора - долото, а последующие - центризаторы, кривой переводник (если он есть), точки касания турбобура и УБТ стенок скважины. Участок между двумя соседними опорами рассматривается как балка, нагруженная

продольной и поперечной составляющими веса, осевой нагрузкой и двумя изгибающими моментами M , действующими на концах балки. Эти моменты компенсируют влияние отброшенных соседних участков КНБК на рассматриваемый. При этом на долоте $M = 0$, а на верхней опоре $M = EI\kappa$, где EI - жесткость верхнего участка, а κ - кривизна ствола. Если скважина прямолинейна, то в этом случае на верхней опоре $M = 0$.

Для каждого участка используется своя система координат, за начало которой принимается одна из опор, ось абсцисс проходит через опоры, а ось ординат перпендикулярна ей и направлена вниз. Для каждой элементарной балки могут быть определены угол поворота ее концов, исходя из геометрических расчетов компоновки. В случае, если направления осей компоновки и скважины совпадают (точки касания турбобура и УБТ стенок скважины), то эти углы определяются из выражений

$$\gamma_{i1} = (h_{i-1} - h_i)/l_{i-1} + (\kappa l_{i-1})/2, \quad (108)$$

$$\gamma_{i2} = (h_{i+1} - h_i)/l_i + (\kappa l_i)/2, \quad (109)$$

где γ_{i1} , γ_{i2} - углы поворота лежащих на i -й опоре концов смежных участков, расположенных соответственно ниже и выше указанной опоры, отсчитываемые от прямых, соединяющих i -ю опору с соседними и имеющие положительный знак, когда прогиб соответствует направлению силы тяжести; h_{i-1} , h_i , h_{i+1} - зазоры между бурильным инструментом и нижней стенкой скважины на $(i-1)$ -й, i -й и $(i+1)$ -й опорах; l_{i-1} , l_i - длины смежных участков, расположенных соответственно ниже и выше i -й опоры.

Если направление оси компоновки не определено (центраторы, стабилизаторы, отклонители), то выполняется следующее условие:

$$\gamma_{i1} + \gamma_{i2} = (h_{i-1} - h_i)/l_{i-1} + (h_{i+1} - h_i)/l_i + \kappa(l_{i-1} + l_i)/2 - \alpha_{\text{кр}}, \quad (110)$$

$\alpha_{\text{кр}}$ - угол перекоса осей кривого переводника на i -й опоре.

С другой стороны, углы поворота концов элементарной балки могут быть

определены через действующие нагрузки и моменты. В наклонной скважине расчет может быть произведен по следующим формулам:

$$\gamma_{11} = (M_{i1}l_{i-1})/(3EI_{i-1}) + (M_{i-1} - l_{i-1})/(6EI_{i-1}) + (q_{i-1} l_{i-1}^3)/(24EI_{i-1}), \quad (111)$$

$$\gamma_{12} = (M_{i1})/(3EI_i) + (M_{i1})/(6EI_i) + (q_i l_i^3)/(24EI_i), \quad (112)$$

Здесь M_{i-1} , M_i , M_{i+1} - изгибающие моменты в сечениях, соответствующих (i-1)-й, i-й и (i+1)-й опорам; EI_{i-1} , EI_i - жесткости (i-1)-го и i-го участков; q_{i-1} , q_i - нормальные составляющие веса единицы длины соответствующих участков колонны в промывочной жидкости; l_{i-1} , l_i - длины соответствующих участков.

Используя условие неразрывности системы и имея выражения углов поворота концов каждой элементарной балки, составляется система уравнений, число которых равно числу неизвестных изгибающих моментов. Однако в систему могут входить неизвестные длины некоторых элементарных балок, равные расстоянию от известных опор до точки касания компоновки стенок скважины. Для того, чтобы система уравнений была замкнутой, исходя из известных для компоновки геометрических соотношений, принимаются так называемые фиктивные опоры, т.е. все предполагаемые точки касания. Решив систему уравнений, определяются реакции на всех опорах. Опора реальна, если реакция направлена от соответствующей стенки скважины или равна нулю. Реакции на опорах Q определяются из выражения

$$Q_i = - ((q_{i-1} l_{i-1} + q_i l_i)/2 + (M_{i-1} - M_i)/l_{i-1} + (M_{i+1} - M_i)/l_i). \quad (113)$$

Направление реакций устанавливается по их знаку. При положительном знаке направление реакции соответствует нормальной составляющей веса.

В некоторых случаях компоновка может касаться стенки не в точке, а на некоторой длине. Если касание происходит в точке, то должны выполняться следующие условия: $M_i \geq EI_i K$ при касании нижней стенки и $M_i \leq EI_i K$ при касании верхней стенки. Если это условие не выполняется, то участки от нижней до верх-

ней точек касания по длине из расчетной схемы должны быть исключены, так как они не оказывают влияния на работу компоновки.

Добросовестно фиктивные опоры и участки касания на некоторой длине, составляется окончательная система уравнений и определяются все неизвестные изгибающие моменты, а затем определяется отклоняющая сила на долоте $F_{откл}$ и угол поворота оси долота γ по формулам

$$F_{откл} = -(q_1 l_1 / 2 + M_2 / l_1), \quad (114)$$

$$\gamma = M_2 l_1 / 6 E I_1 + q_1 l_1^2 / 24 E I_1. \quad (115)$$

Последнее выражение справедливо только для наклонных скважин.

Далее может быть определена интенсивность искривления $d\varphi/dl$ по формуле

$$d\varphi/dl = 2/L \cdot \{ \gamma + (D - d)/2L + f (F_{отм}/F_{ос}) - h \sin^2 (\Theta \pm \beta) / 2 \}, \quad (116)$$

где L - длина направляющего участка компоновки; D - диаметр долота; d - диаметр компоновки в первой точке касания ее со стенкой скважины; $F_{ос}$ - осевая нагрузка; f - коэффициент фрезерующей способности долота, показывающий во сколько раз способность долота разрушать забой превышает его способность фрезеровать стенку скважины; h - индекс анизотропии пород по буримости; Θ - зенитный угол скважины; β - угол падения пластов.

Коэффициент f и индекс h определяются статистически для каждого типа долот на конкретных месторождениях по ранее пробуренным скважинам для одинаковых компоновок.

Многочлен Φ в правой части уравнения (116) называется отклоняющим фактором [1]

$$\Phi = \gamma + (D - d)/2L + f (F_{отм}/F_{ос}) - h \sin^2 (\Theta \pm \beta) / 2. \quad (117)$$

Первые два члена отклоняющего фактора отражают влияние асимметрии

расположения компоновки в стволе, третий член определяет влияние сил, приложенных к долоту, а четвертый - влияние особенностей геологического строения месторождения.

В связи с тем, что в нашей стране при бурении скважин на нефть и газ используются в основном гидравлические забойные двигатели, далее рассматриваются компоновки только для этого способа бурения.

7.1. Компоновки для бурения вертикальных участков скважин

Первый интервал практически всех скважин вертикален и при бурении необходимо обеспечить минимальное искривление ствола, особенно при кустовом способе с целью исключения пересечения стволов. Наиболее распространенными для этих целей являются жесткие КНБК, обеспечивающие совпадение осей скважины и компоновки при исключении поперечной фрезерирующей силы. Это достигается установкой над долотом калибратора и центратора между шпинделем и первой секцией забойного двигателя (рис. 26, а), а также между секциями. В ряде случаев, если интенсивность искривления для такой компоновки превышает допустимую, между калибратором и валом турбобура включается маховик (рис. 26, б) - отрезок УБТС длиной до 3 м, обеспечивающий гироскопический эффект.

В мягких горных породах хорошие результаты по бурению вертикальных участков дают так называемые маятниковые компоновки, в которых используется эффект большой массы нижней части КНБК. Для этого над забойным двигателем устанавливают УБТ. При необходимости в компоновку УБТ включаются один или два центратора (рис. 26, в). Для предотвращения продольного изгиба компоновки, который приводит к искривлению скважин, осевая нагрузка ограничивается. Практически для условий Западной Сибири при использовании турбобуров диаметром 240 мм максимальная осевая нагрузка колеблется от 130 до 320 кН в зависимости от конкретных геолого-технических условий. При установке центратора на расстоянии 25-30 м нагрузка может быть увеличена на 25-30%.

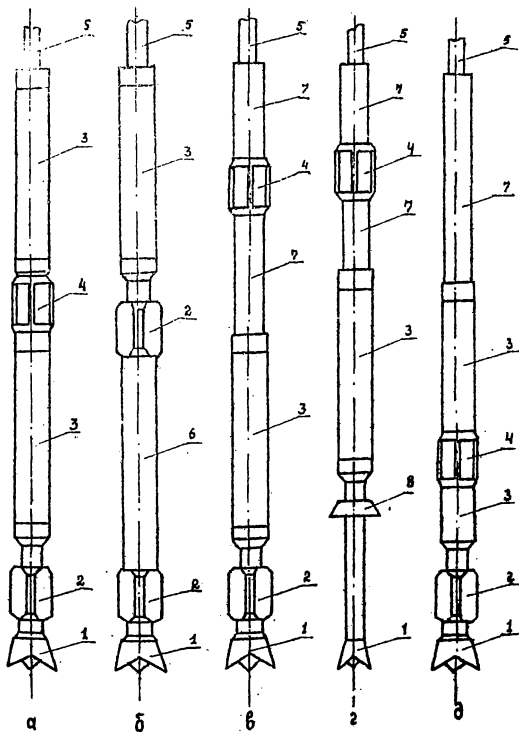


Рис. 26. Неориентируемые компоновки для управления искривлением скважины:
 1 - долото; 2 - калибратор; 3 - забойный двигатель; 4 - центратор; 5 - буровые трубы; 6 - маховик; 7 - УБТ; 8 - расширитель

При значительном искривлении скважин применяют компоновки, у которых стабилизирован направляющий участок; УБТ квадратного сечения; ступенчатые компоновки, в которые при сравнительно малом диаметре долота включается расширитель необходимого диаметра (рис. 26, г). Это приводит к перераспределению осевой нагрузки и уменьшению изгиба направляющего участка [3].

7.2. Компоновки для регулирования зенитного угла наклонных скважин

Стабилизация, уменьшение или увеличение зенитного угла наклонно направленных скважин достигается установкой в КНБК центратора на соответствующем расстоянии от торца долота (рис. 26, д). На рис. 27 показаны теоретические зависимости интенсивности искривления от этого расстояния для различных диаметров долот, турбобуров и центраторов [4]. Анализ приведенных графиков показывает, что общие тенденции искривления скважин для различных случаев сохраняются. При малом расстоянии до центратора интенсивность искривления близка к 0, затем возрастает до некоторого максимума, а затем снижается. Следует отметить существенное влияние диаметра центратора. При его уменьшении даже на 2 мм интенсивность искривления снижается в некоторых случаях в 2 раза.

На основании этих теоретических зависимостей и опыта бурения в Западной Сибири для управления зенитным искривлением рекомендуются различные компоновки с центраторами, приведенные в табл. 3 [4].

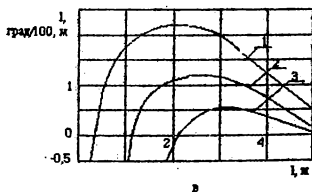
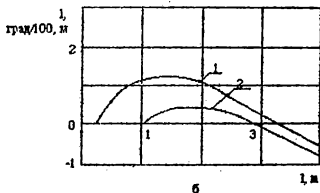
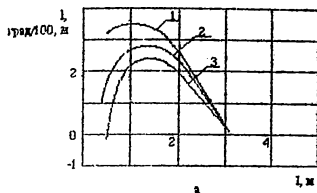


Рис. 27. Зависимость интенсивности искривления складчины от места установки центратора: а - турбобур диаметром 172 мм, долото диаметром 215,9 мм, диаметр центратора 1-214 мм, 2-212 мм, 3-240 мм; б - турбобур диаметром 195 мм, долото диаметром 215,9 мм, диаметр центратора 1-214 мм, 2-212 мм; в - турбобур диаметром 240 мм, долото диаметром 295,3 мм, диаметр центратора 1- 290 мм, 2-285 мм, 3-280 мм

**Размеры компоновок с центраторами для управления
искривлением наклонных скважин**

Диаметр, мм			Стабилизация зенитного угла				Увеличение зенитного угла		Уменьшение зенитного угла	
до-во-то	важно-ратора	турбо-бур	диаметр центра-тора, мм		расстояние до центра-тора, мм		диаметр центра-тора, мм	расстояние до центра-тора, мм	диаметр центра-тора, мм	расстояние до центра-тора, мм
			бурение до 1000 м	бурение ниже 1000 м	оптимальное	допустимое				
215,9	215,9	172	210	205	1500	1200	212	1500	210-212	9000
215,9	215,9	195	214	212	2000	1800	214	1500	210-212	12000
293,3	293,3	240	280	275	3500	3000	290	2000	270-280	16000

Примечание: принятое расстояние до центратора измеряется от торца дохвоти до конца центратора, включая его длину.

8. Бурение скважин с кустовых площадок

Кустовым бурением называют такой способ, при котором устья скважин находятся на общей площадке сравнительно небольших размеров, а забой в соответствии с геологической сеткой разработки месторождения. Впервые этот способ был применен в 1934 г. на Каспии, затем стал использоваться в Пермском нефтяном районе. Особенно бурное развитие он получил в Западной Сибири, где в настоящее время более 98 % объема бурения выполняется с кустовых площадок.

Бурение скважин кустовым способом имеет целый ряд существенных преимуществ. Прежде всего, это экономически выгодно, так как при этом значительно сокращаются затраты средств и времени на обустройство площадок под скважины, подъездных путей к ним и других коммуникаций, существенно уменьшаются затраты времени на вышкостроение, промышленное обустройство скважин, их эксплуатационное обслуживание и ремонт.

Кроме того, кустовое бурение выгодно и с экологической точки зрения, так как позволяет значительно уменьшить площади земель, занятых землях под буровыми, а также снизить затраты на природоохранные мероприятия.

Однако широкое развитие кустового способа бурения потребовало разра-

ботки новых технологий направленного бурения, новых технических средств и оборудования.

3.1. Особенности проектирования и бурения скважин с кустовых площадок

При бурении скважин с кустовых площадок в связи с тем, что устья скважин располагаются близко друг к другу, возможны тяжелые аварии, связанные с пересечением стволов двух скважин. Для предотвращения этого явления при проектировании необходимо учитывать ряд дополнительных факторов. Основной принцип проектирования состоит в том, что в процессе бурения стволы скважин должны отдаляться друг от друга. Это достигается, во-первых, оптимальным направлением движения станка (НДС) на кустовой площадке, во-вторых, соответствующей очередностью разбуривания скважин и, в-третьих, безопасной глубиной зарезки наклонного ствола.

Наиболее оптимальным вариантом бурения с кустовой площадки является такой, при котором направления на проектные забой скважин близки к перпендикулярным по отношению к НДС, а совпадение НДС и направлений на проектные забой нежелательно и должно быть минимальным (рис. 28).

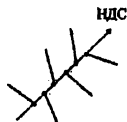


Рис. 28. Оптимальное направление движения станка

После определения НДС производится проектирование очередности бурения скважин. Она зависит от величины угла, измеряемого от НДС до проектного направления на забой скважины по ходу часовой стрелки. В первую очередь бурятся скважины, для которых этот угол составляет 120-240° (I сектор), причем сначала скважины с большими зенитными углами (рис. 29).

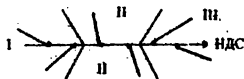


Рис. 29. Очередность разбуривания скважин с кустовых площадок

Во вторую очередь - скважины,

горизонтальные проекции которых образуют с НДС угол, равный 60-120° и 240-300° (II сектор), и вертикальные скважины. В последнюю очередь бурятся скважины, для которых указанный угол ограничен секторами 0-60° и 300-360° (III сектор), причем сначала скважины с меньшими зенитными углами.

Глубина нарезки наклонного ствола при бурении скважин I и II секторов для первой скважины принимается минимальной, а для последующих - увеличивается. Во II секторе допускается для последующих скважин глубину нарезки наклонного ствола уменьшать только в том случае, если разность в азимутах забуривания соседних скважин составляет 90° и более. Для скважин III сектора глубина нарезки наклонного ствола для очередной скважины принимается меньшей, чем для предыдущей.

Расстояние по вертикали между точками забуривания наклонного ствола для двух соседних скважин, согласно действующей инструкции [4], должно быть не менее 30 м, если разность в проектных азимутах стволов составляет менее 10°; не менее 20 м, если разность азимутов 10-20°; и не менее 10 м во всех остальных случаях.

Непосредственно в процессе бурения для предотвращения пересечения стволов необходимо обеспечить вертикальность верхней части ствола. Даже небольшое искривление в 1-2° на этом участке, особенно в направлении движения станка, может привести к пересечению стволов. Для предотвращения искривления необходимо проверить центровку буровой вышки, горизонтальность стола ротора, прямолинейность всех элементов КНБК, соразность резб.

В процессе бурения на план куста необходимо наносить горизонтальные проекции всех скважин. Однако истинное положение ствола может отличаться от расчетного. Это объясняется погрешностями при измерениях параметров искривления и ошибками графических построений. Поэтому зона вокруг ствола скважины с некоторым радиусом r , равным среднеквадратической ошибке в определении положения забоя, считается опасной с точки зрения пересечения стволов. Величина этого радиуса с достаточной степенью точности может быть принята равной 1,5 % текущей глубины скважины за вычетом вертикального

участка, но не менее 1,5 м. Если в процессе бурения соприкасаются опасные зоны двух скважин, то необходимо замеры параметров искривления производить через проходки двумя инклинометрами и применять лопастные долота, что уменьшает вероятность повреждения обсадной колонны в ранее пробуренной скважине. Кроме же, как показывает практика, пересечение стволов возникает из-за неточностей в ориентировании и несвоевременных замерах параметров искривления.

8.2. Оптимальное число скважин в кусте

Количество скважин в кусте определяется по разным показателям, основными из которых являются пожарная безопасность, техническая возможность проходки наклонных скважин, экономическая целесообразность.

При существующей технике пожаротушения нормативно установлено, что суммарный дебит скважин в кусте не должен превышать 5000 т/сут и газовый фактор должен быть не более 200 м³/м³. В противном случае тушение пожара при открытом фонтанировании практически невозможно.

С технической точки зрения максимальное число скважин в кусте $n_{\max}$ определяется из выражения

$$n_{\max} = \pi \cdot \alpha_{\text{оп}}^2 / t, \quad (118)$$

где $\alpha_{\text{оп}}$ - предельно возможное отклонение забоя скважины от вертикали для используемых технических средств направленного бурения, м; t - плотность геометрической сетки разработки месторождения,

$$t = b \cdot h, \quad (119)$$

где b - расстояние по горизонтали между рядами геометрической сетки, м; h - расстояние по горизонтали между скважинами в ряду, м.

Так, например, при сетке 400 x 600 м (наиболее распространенная на месторождениях Западной Сибири) и максимальном отклонении скважин

равном 2000 м, максимальное число скважин в кусте составит 52 шт.

В ряде случаев отклонение скважины от вертикали может быть меньше технологически возможного. Это условие оговаривается специальными инструкциями. Кроме того, в зависимости от конкретных условий может быть ограничен максимальный зенитный угол скважины, что при известной глубине залегания продуктивного горизонта и выбранном типе профиля определяет предельно возможное отклонение забоя.

С эконоомической точки зрения при кустовом бурении сокращаются затраты средств на сооружение оснований под буровую, на монтажно-демонтажные работы, строительство подъездных путей, ЛЭП, нефтепроводов и т. д., однако одновременно возрастают затраты на бурение скважин в связи с необходимостью их искусственного искривления, увеличивается длина скважин по стволу. Очевидно, что при некотором оптимальном числе скважин в кусте, стоимость каждой из них будет минимальной. Расчет себестоимости проводится по следующей методике [5].



Рис. 30. Зависимость себестоимости основания под одну скважину от числа скважин в кусте

1. Определяется зависимость затрат средств C на строительство кустового основания (основания для одной скважины куста) от числа скважин n . Эта зависимость будет разной для различных конкретных условий, но для большинства реальных случаев имеет вид, показанный на рис. 30.

Аналитически эта зависимость, например, для Нефтеюганского УБР имеет следующий вид

$$C = 0,2 C_0 (1 + 4/n), \quad (120)$$

где C_0 — затраты средств на строительство основания одиночной скважины.

2. Определяется зависимость возрастания себестоимости метра скважины в связи с дополнительными затратами на искусственное искривление от числа

скважин в кусте. Для большинства месторождений Среднего Приобья эта зависимость имеет вид

$$\delta = 0,4 \delta_0 (1 + 1,5K), \quad (121)$$

где δ_0 - себестоимость метра вертикальной скважины; K - коэффициент, равный отношению производительности бурения наклонных и вертикальных скважин.

Ориентировочно коэффициент K может быть определен по графику, показанному на рис. 31.

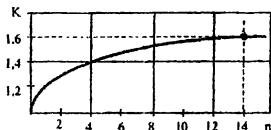


Рис. 31. Влияние отношения производительности бурения наклонных и вертикальных скважин от числа скважин в кусте

3. Определяется зависимость увеличения объема бурения в связи с удлинением скважин от числа скважин в кусте. Для Самогёрэ эта зависимость выглядит следующим образом: *

$$h = 13,5 n + 2000, \quad (122)$$

где h - длина ствола наклонной скважины.

Себестоимость одной скважины в кусте A может быть определена по выражению

$$A = C + \delta h, \quad (123)$$

или

$$A = 0,2C_0 (1 + 4/n) + 0,4\delta_0 (1 + 1,5K)(13,5n + 2000). \quad (124)$$

Экстремум функции определяется, как известно, приравняванием первой

производной к нулю, т.е.

$$dA/dn = 0,8C_0/n^2 + 5,48_0 (1 + 1,5K) = 0. \quad (125)$$

В этом случае себестоимость скважины минимальна, а отсюда

$$n_{\text{opt}} = \{0,8C_0 / [5,48_0 (1 + 1,5K)]\}^{0.5}. \quad (126)$$

Однако, как указывалось ранее, коэффициент K зависит от числа скважин в кусте n , поэтому при решении задачи приходится использовать метод подбора. Для этого предварительно задается значение n , определяется K , а затем n_{opt} . Если принятое и расчетное значения n существенно отличаются друг от друга, то расчет повторяется.

Следует отметить, что для современного уровня развития техники и технологии направленного бурения, оптимальное число скважин в кусте по расчетам некоторых специалистов составляет около 80.

8.3. Передвижение буровой установки по кустовой площадке

Буровые установки, предназначенные для бурения скважин с кустовых площадок, монтируются на передвижных основаниях и только для первой скважины, а для бурения следующих скважин производится передвижение оборудования без разборки на определенное проектом расстояние. За счет этого происходит значительная экономия средств и времени на монтажно-демонтажные работы. Чаще всего перемещается только вышесредне-лебедочный блок, а системы очистки бурового раствора, блок компрессоров располагаются стационарно. В некоторых случаях перемещается весь комплекс бурового оборудования.

В настоящее время используется несколько видов передвижных оснований: на железнодорожных тележках, на пневмодвижителях, на катках.

Передвижные основания на железнодорожных тележках изготавливаются из

рельсовых путей и колесных пар, отработавших свой срок в системе МПС. Номинальная нагрузка на одну двухосную железнодорожную тележку равна 400 кН, а количество в основании зависит от массы передвигаемого оборудования и нагрузок на основание в процессе бурения. Рельсовый путь укладывается на шпалы или брусья и крепится в обычном порядке. Само передвижение осуществляется тракторами.

Основание на пневмодвижителях состоит из направляющих и опирающихся на них ползунов. Само основание буровой посредством промежуточных металлоконструкций связано с ползунами. В качестве направляющих используются трубы диаметром 720 мм, усиленные плоскими фермами, закрепленными внутри труб. Передвижение буровой по направляющим осуществляется с помощью пневмодвижителя, преобразующего энергию сжатого воздуха в подъемную и тяговую силы. Схема пневмодвижителя показана на рис. 32.

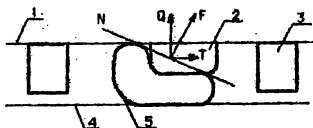


Рис. 32. Пневмодвижитель для перемещения буровой установки

На нижней поверхности ползуна 1 установлены уступы 2 и опорные элементы 3, высота которых должна обеспечивать необходимый зазор между направляющей 4 и уступом. В этот зазор при перемещении буровой устанавливается пневмооболочка 5. При подаче сжатого воздуха стенка оболочки под уступом имеет меньший радиус искривления, в результате чего сила F , действующая на ползун, направлена перпендикулярно плоскости N , проходящей через переднюю и заднюю линии контакта оболочки с ползуном. Поэтому возникает подъемная сила Q , приподнимающая буровую над направляющей, и тяговая сила T , перемещающая основание. При выходе оболочки из-под уступа перемещение пре-

крашается, воздух из оболочки выпускается, и процесс при необходимости может быть повторен. Продолжительность одного цикла перемещения составляет от 2 до 5 мин, а величина перемещения - до 0,9 м. Максимальное давление воздуха в серийно выпускаемых оболочках - 0,6 МПа. При перемещении буровой установки БУ80БрЭ-1 используется 8 пневмооболочек.

Передвижные основания на катках перемещаются по рельсам, балкам или трубам. Катки изготавливаются из стальных роликов, свободно посаженных на оси. Диаметр роликов - до 200 мм, осей - до 60 мм. Общее количество роликов может доходить до 40. Передвижение буровой осуществляется тракторами.

8.4. Специальные установки для кустового бурения

В связи с большими объемами бурения скважин с кустовых площадок в Западной Сибири, для этих условий специально были разработаны буровые установки БУ-3000 ЭУК и БУ-2500 ЭУК - буровые установки с электроприводом, универсальной монтажеспособности, для кустового бурения.

В комплект установки БУ-3000 ЭУК входят вышечного-лебедочный блок с механизмами его передвижения и выравнивания; насосный, компрессорный, энергетический, дизель-генераторный блоки; циркуляционная система очистки промывочной жидкости и нагнетательная линия буровых насосов.

Вышечного-лебедочный блок выполнен из двух продольных, связанных между собой рам на колесном рельсовом ходу. В верхней части основания на отметке 7200 мм смонтированы ротор с приводом, буровой ключ, вспомогательная лебедка, пневмораскрепитель, пульт управления и другое мелкое оборудование. На отметке 4200 мм смонтирована буровая лебедка, а на отметке 3900 мм - электропривод. Механизмы передвижения и выравнивания предназначены для перемещения блока по рельсам в пределах кустовой площадки и выравнивания его в горизонтальной плоскости. В состав механизмов входят два гидро цилиндра для перемещения блока, восемь гидродомкратов для выравнивания, гидравлический агрегат, четыре двухосные тележки, четыре опоры и восемь направляющих балок,

на которых крепятся рельсы. Максимальное перемещение блока за один ход цилиндра перемещения составляет 1600 мм, а максимальное перемещение без перестановки направляющих балок - 19,5 м. Максимальное перемещение гидродомкратов выравнивания составляет 800 мм.

Циркуляционная система содержит узлы трехступенчатой очистки промывочной жидкости, дегазатор, емкости, шламовые насосы для перекачивания промывочной жидкости, блок приготовления растворов. Циркуляционная система ЦС-2 монтируется стационарно в середине куста, а система ЦС-3 устанавливается на колесно-рельсовый ход и перемещается вместе с вышечно-лебедочным блоком. Остальные блоки буровой установки (насосный, компрессорный и др.) существенно не отличаются от других установок.

Буровая установка БУ-2500 ЭУК имеет те же блоки, что и установка БУ-3000 ЭУК с некоторыми конструктивными отличиями, а циркуляционные системы полностью соответствуют друг другу.

На основании опыта бурения и эксплуатации была сконструирована установка БУ-3000 ЭУК-1 с эшелонным расположением блоков. На этой установке насосный блок, блок резервуаров и компрессорный блок снабжены ходовыми колесами и перемещаются в процессе разбуривания куста вместе с вышечно-лебедочным блоком по направляющим балкам. В отличие от установки БУ-3000 ЭУК количество балок увеличено для обеспечения размещения всего оборудования и общая длина путепровода составляет 63 м. Основные узлы и блоки этой установки с целью унификации позаимствованы от установки БУ-3000 ЭУК.

Недостатком серийно выпускаемых буровых установок является то, что используется только верхняя панель основания, а пространство между поверхностью земли и верхней панелью, составляющее по высоте до 7 м, практически не используется. Для исключения этого недостатка была разработана установка с этажным размещением оборудования. На верхнем этаже передвижного блока этой установки монтируется буровая вышка, ротор, АКБ, подсвечник, пульта управления, а ниже - буровые и шламовые насосы, вибросита, пескоотделители, приемные емкости. При такой компоновке оборудования возможно снижение общей массы оборудования, уменьшение протяженности трубопро-

водных и кабельных линий, снижение затрат времени на передвижку оборудования, уменьшение размеров площадки под куст скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Направленное бурение является одной из наиболее бурно развивающихся областей бурения скважин на нефть и газ. Это связано с тем, что все большее число скважин бурится с горизонтальным участком ствола, доля бурения на море возрастает, восстановление бездействующих скважин наиболее эффективно путем зарезки дополнительно ствола. Все это требует разработки новых более надежных технических средств и технологий проводки таких скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сушон Л.Я., Емельянов П.В., Муллагалиев Р.Т. Управление искривлением наклонных скважин в Западной Сибири. - М.: Недра, 1988. - 124 с.
2. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник; Под ред. А.Г. Калинина. - М.: Недра, 1997. - 648 с.
3. Григорян Н.А. Бурение наклонных скважин уменьшенных и малых размеров. - М.: Недра, 1974. - 240 с.
4. Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири. - Тюмень: Изд. СибНИИНП, 1986. - 138 с.
5. Ваченко В.С., Захарченко Н.П., Каган Я.М. и др. Разработка нефтяных месторождений наклонно-направленными скважинами. - М.: Недра, 1986. - 278 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. Общие сведения об искривлении скважин	3
1.1. Элементы, определяющие пространственное положение и искривление скважин	4
1.2. Причины и закономерности естественного искривления скважин	7
1.2.1. Геологические причины искривления скважин	9
1.2.2. Технологические причины искривления скважин	11
1.2.3. Технические причины искривления скважин	12
1.3. Методика выявления закономерностей искривления скважин	14
1.4. Общие закономерности искривления скважин	15
2. Измерение искривления скважин	16
3. Построение проекций скважин по данным инклинометрических замеров и контроль за траекторией ствола	22
3.1. Графический способ построения проекций скважин	22
3.2. Расчет величин ошибок в положении забоя скважин	26
3.3. Допустимые отклонения забоя скважин от проекта	28
3.4. Аналитическое определение координат ствола скважины	29
3.5. Вероятность попадания скважины в круг допуска	31
4. Проектирование профилей направленных скважин	32
4.1. Типы профилей и рекомендации по их выбору	32
4.2. Определение допустимой интенсивности искривления скважин	37
4.3. Расчет профиля скважины	39
4.3.1. Двухинтервальный профиль	41
4.3.2. Трехинтервальный профиль	42
4.3.3. Четырехинтервальный профиль	44
4.3.4. Пятиинтервальный профиль	45
5. Технические средства направленного бурения	46

6. Ориентирование отклонителей	53
7. Неориентируемые компоновки для управления искривления скважин	63
7.1. Компоновки для бурения вертикальных участков скважин	68
7.2. Компоновки для регулирования зенитного угла наклонных скважин	70
8. Бурение скважин с кустовых площадок	72
8.1. Особенности проектирования и бурения скважин с кустовых площадок	73
8.2. Оптимальное число скважин в кусте	75
8.3. Передвижение буровой установки по кустовой площадке	78
8.4. Специальные установки для кустового бурения	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	82
ЛИТЕРАТУРА	82

Виктор Иванович Рязанов

НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН

Практическое пособие

Научный редактор доц., канд. тех. наук Б.И. Спиридонов

Редактор Н.Я. Горбунова

Подписано к печати 29.09.99.

Формат 60х84/16. Бумага офсетная.

Плоская печать. Усл.печ.л. 4,88. Уч.-изд.л.4,42.

Тираж 150 экз. Заказ №384. Цена С. 31.

ИПФ ТПУ. Лицензия ЛТ № 1 от 18.07.94.

Ротапринт ТПУ. 634034, Томск, пр. Ленина, 30,