

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ  
«ГОМЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ИМ.П.О.СУХОГО»

Машиностроительный факультет

Кафедра «НГРиГПА»

РАСЧЁТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к курсовому проекту

по дисциплине

«Технология бурения нефтяных и газовых скважин»

на тему: «Расчет и построение профилей наклонно-направленной скважины  
№39 Первомайского месторождения»

Исполнитель: студент гр. НР-41

Акыев Д.

Руководитель: ст. преподаватель

Семенова В.А.

Дата проверки: \_\_\_\_\_

Дата допуска к защите: \_\_\_\_\_

Дата защиты: \_\_\_\_\_

Оценка работы: \_\_\_\_\_

Подписи членов комиссии

по защите курсовой работы: \_\_\_\_\_

Гомель 2021

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	3
1.1 Цели и задачи направленного бурения скважин .....	4
1.2. Типы профилей наклонно-направленных скважин и принципы их выбора .....	6
1.3. Основные термины и определения наклонно направленных скважин .....	8
1.4 Типы профилей наклонно направленных скважин и особенности их выбора .....	13
1.5 Горизонтальные скважины и особенности их профилей .....	15
1.6 Методика расчёта элементов траектории наклонно направленных скважин .....	17
1.7 Формулы для расчёта проекций и длин участков профиля наклонной скважины .....	25
1.8 Расчёт радиуса искривления при наборе кривизны наклонной скважины .....	26
1.9 Методика построения профилей наклонных скважин .....	28
2. Расчетная часть .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
2.1 Выбор типа профиля проектируемой наклонно направленной скважины .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
2.2 Расчёт элементов траектории проектируемой наклонной скважины .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
2.3 Построение плана и профиля проектируемой наклонной скважины .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	33

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ВВЕДЕНИЕ

Наклонно-направленное бурение - способ сооружения скважин с отклонением от вертикали по заранее заданному направлению. Наклонно-направленное бурение применяется как при бурении скважин на нефть и газ, так и при разведке твёрдых п. и.

Наиболее эффективная область использования наклонно-направленного бурения - при разработке месторождений в акваториях, в болотистых или сильно пересечённых местностях и в случаях, когда строительство буровых может нарушить условия охраны окружающей среды. Наклонно-направленное бурение применяют также при бурении вспомогательных скважин для глушения открытых фонтанов, при многоствольном бурении или отклонении нижней части ствола вдоль продуктивного горизонта с целью увеличения дренажа. Наклонно-направленное бурение нефтяных и газовых скважин осуществляется по специальным профилям. Профили скважин могут варьироваться, но при этом верхний интервал ствола наклонной скважины должен быть вертикальным, с последующим отклонением в запроектированном азимуте. При геолого-разведочных работах на твёрдые полезные ископаемые наклонно-направленное бурение осуществляется шпindelными буровыми станками с земной поверхности или из подземных горных выработок. Бурение таких скважин отличается тем, что вначале они имеют прямолинейное направление, заданное шпинделем бурового станка, а затем в силу анизотропии разбуриваемых пород отклоняются от прямолинейного направления.

Рост объемов наклонно-направленного бурения скважин с углами отклонения ствола скважин от вертикали более  $50^\circ$  обусловили ограничения по применению традиционных методов исследований с помощью аппаратуры, спускаемой в скважину на кабеле, и вызвали необходимость разработки специальных технологий доставки скважинных приборов в интервал исследований. Решение этой проблемы возможно с помощью бескабельных измерительных систем, доставляемых на забой с помощью бурового инструмента.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 1.1 Цели и задачи направленного бурения скважин

За последние 20 лет доля крупных месторождений, среди вновь открываемых, снизилась с 15 до 10 %. При этом ухудшаются коллекторские свойства продуктивных отложений и качественный состав насыщающих их флюидов. Высокая выработанность запасов углеводородов обуславливает обводненность продукции и снижение дебитов скважин. Из-за несовершенства техники и технологии разработки нефтеотдача нефтегазовых пластов не превышает 30 — 40 %. Более полное извлечение углеводородов из пластов является важной народнохозяйственной задачей. [2, с. 6]

Вскрытие продуктивной толщи направленными, в том числе горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами, позволяет достичь следующего:

- повысить продуктивность скважины за счет увеличения площади фильтрации;
- продлить период безводной эксплуатации скважин;
- увеличить степень извлечения углеводородов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки;
- повысить эффективность закачки агентов в пласты;
- вовлечь в разработку пласты с низкими коллекторскими свойствами и с высоковязкой нефтью;
- освоить труднодоступные нефтегазовые месторождения, в том числе морские;
- улучшить технологию подземных хранилищ газа. [1, с. 413].

Направленной будем называть такую скважину, которую пробурили вдоль спроектированной пространственной трассы и попали в заданную цель, а ее забой и фильтровая зона не только располагаются в заданной области горных пород, но и ориентированы в соответствии с проектом относительно простирания пласта.

Кроме совершенствования технологии разработки нефтяных и газовых месторождений направленные скважины эффективны во многих других случаях:

- при бурении в обход осложненных зон горных пород; при бурении под недоступные или занятые различными объектами участки земной поверхности;
- при глушении открытых фонтанов;
- при вскрытии крутопадающих пластов и т.д.

Частными случаями направленной скважины являются вертикальная и горизонтальная.

Горизонтальная скважина — это такая скважина, которая имеет достаточно протяженную фильтровую зону, соизмеримую по длине с вертикальной частью ствола, пробуренную преимущественно вдоль напластования между кровлей и подошвой нефтяной или газовой залежи в определенном азимутальном направлении. Основное преимущество горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными состоит в увеличении дебита в 2-10

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

раз за счет расширения области дренирования и увеличения фильтрационной поверхности.

Первоочередными объектами использования направленных скважин являются:

морские месторождения углеводородов;

есторождения на территории с ограниченной возможностью ведения буровых работ;

залежи высоковязких нефтей при естественном режиме фильтрации; низкопроницаемые неоднородные пласты-коллекторы малой мощности;

карбонатные коллекторы с вертикальной трещиноватостью; переслаивающиеся залежи нефти и газа; залежи на поздней стадии разработки.

Основной недостаток направленных скважин — их сравнительно высокая стоимость. В начале 80-х годов прошлого века стоимость горизонтальной скважины превышала стоимость вертикальной скважины в 6 — 8 раз. В конце 80-х годов это соотношение понизилось до 2 — 3. По мере накопления опыта бурения в конкретном районе стоимость направленных скважин уменьшается и может приблизиться к стоимости вертикальных скважин. С позиций добычи нефти и газа экономически целесообразно, чтобы извлекаемые запасы из направленной скважины были во столько раз больше, во сколько раз дороже направленная скважина по сравнению с вертикальной. Причем это количество нефти должно быть добыто в более короткие сроки. [2, с. 551]

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 1.2. Типы профилей наклонно-направленных скважин и принципы их выбора

В настоящее время различают две группы профилей наклонно-направленных скважин.

К первой группе относятся профили плоскостного (обычного) типа, характеризующиеся тем, что ствол скважины располагается в одной вертикальной плоскости. Профили этого типа применяются в условиях спокойного залегания пластов, т.е. на месторождениях платформенного типа и являются наиболее распространенными.

Ко второй группе относятся профили пространственного типа, когда ствол скважины представляет собой спиралеобразную линию. Эти профили могут использоваться в геосинклинальных областях {например, Кавказ), где влияние геологических условий (круто падающие пласты, перемятые структуры и др.) на искривление столь велико, что не удастся использовать профили первой группы.

Профили при этом строят так, чтобы максимально использовать закономерности естественного искривления и свести к минимуму интервалы бурения с отклонителями при условии, чтобы ствол скважины удовлетворял всем вышеперечисленным требованиям.

Широко применяются и отвечают практически всем геолого-техническим условиям разбуривания месторождений платформенного типа и эксплуатации скважины плоскостные профили следующих пяти типов.

Профиль типа "а" (рис. 1.1) состоит из трех участков: вертикального 1, участка набора необходимого зенитного угла 2, наклонно-прямолинейного участка 3, продолжающегося до проектного забоя в продуктивном пласте. Профиль этого типа позволяет до минимума ограничить число рейсов долота с отклонителем, получить наибольшее смещение забоя при том же зенитном угле и не вызывает затруднений при эксплуатации скважин.

Профиль типа "б" (рис. 1.2) отличается от предыдущего тем, что вместо прямолинейно-наклонного участка здесь участок 3 -естественного снижения зенитного угла. Этот профиль требует набора значительно большего зенитного угла в конце участка 2 (примерно на величину естественного снижения зенитного угла на участке3), длина которого будет больше, а работа с отклонителем дольше. Этот профиль можно применять в районах, где интенсивность естественного снижения зенитного угла невелика и искусственная стабилизация его затруднена, а также при большей глубине бурения, когда работа с отклонителем и его ориентирования вызывают трудности.

Профиль типа "в" (рис. 1.3) состоит из пяти участков: вертикального 1, набора зенитного угла 2, наклонно-прямолинейного 3, снижения зенитного угла 4, вертикального 5, позволяющего при пересечении стволом нескольких продуктивных пластов эксплуатировать любой из них с сохранением общей сетки разработки. Профиль этого типа является наиболее сложным.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Когда зенитный угол не удастся стабилизировать, скважины бурят по профилю "г" (рис. 1.4), состоящему из четырех участков и отличающемуся от предыдущего тем, что вместо участков 3 и 4 имеется лишь участок 3 естественного снижения зенитного угла. Этот профиль целесообразно применять при сравнительно небольших смещениях забоя.

Профиль типа "д" (рис. 1.5) состоит из вертикального участка 1 и участка набора зенитного угла 2. Профиль характеризуется большей протяженностью участка 2, на котором проводятся работы с отклонителями.

Профиль этого типа применяется редко:

- а) для вскрытия экранированных залежей;
- б) если возможно эффективно использовать закономерности естественного искривления скважин.

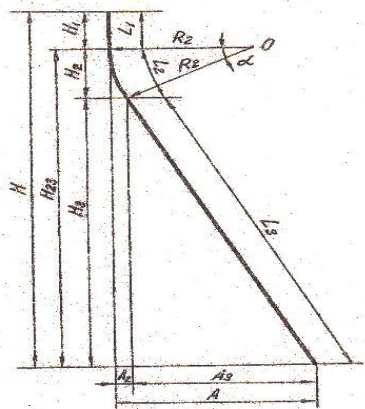


Рис. 1.1

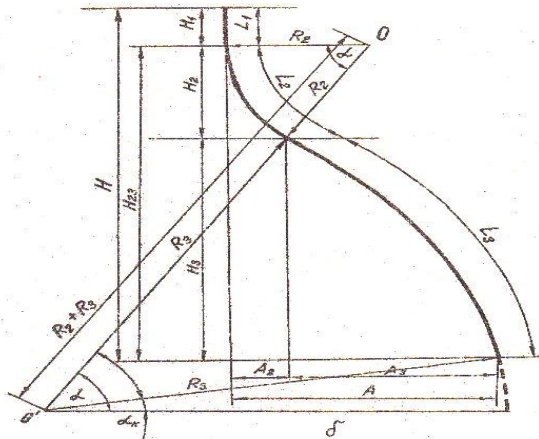


Рис. 1.2

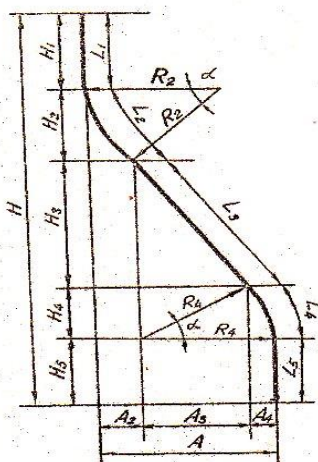


Рис. 1.3

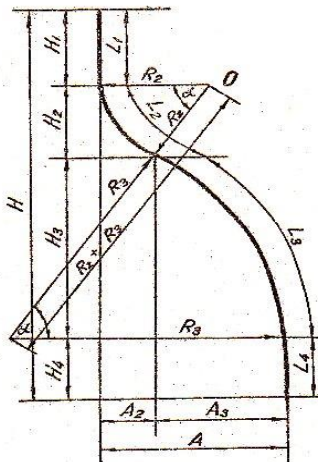


Рис. 1.4

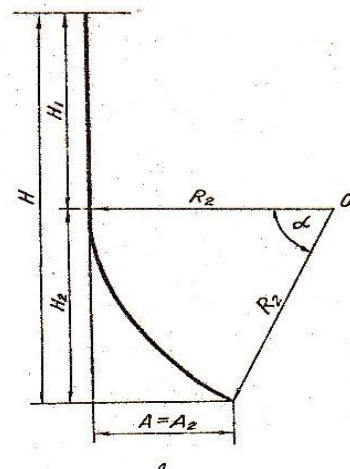


Рис. 1.5



### 1.3. Основные термины и определения наклонно направленных скважин

Характеристики наклонно направленной скважины (рисунок 1.5):

- длина ствола/глубина  $L$ ;
- глубина по вертикали/вертикаль  $H$ ;
- отклонение забоя от вертикали/горизонталь  $A$ ;
- направление отклонения забоя/азимут/азимутальный угол  $\varphi$ ;
- конфигурация оси.

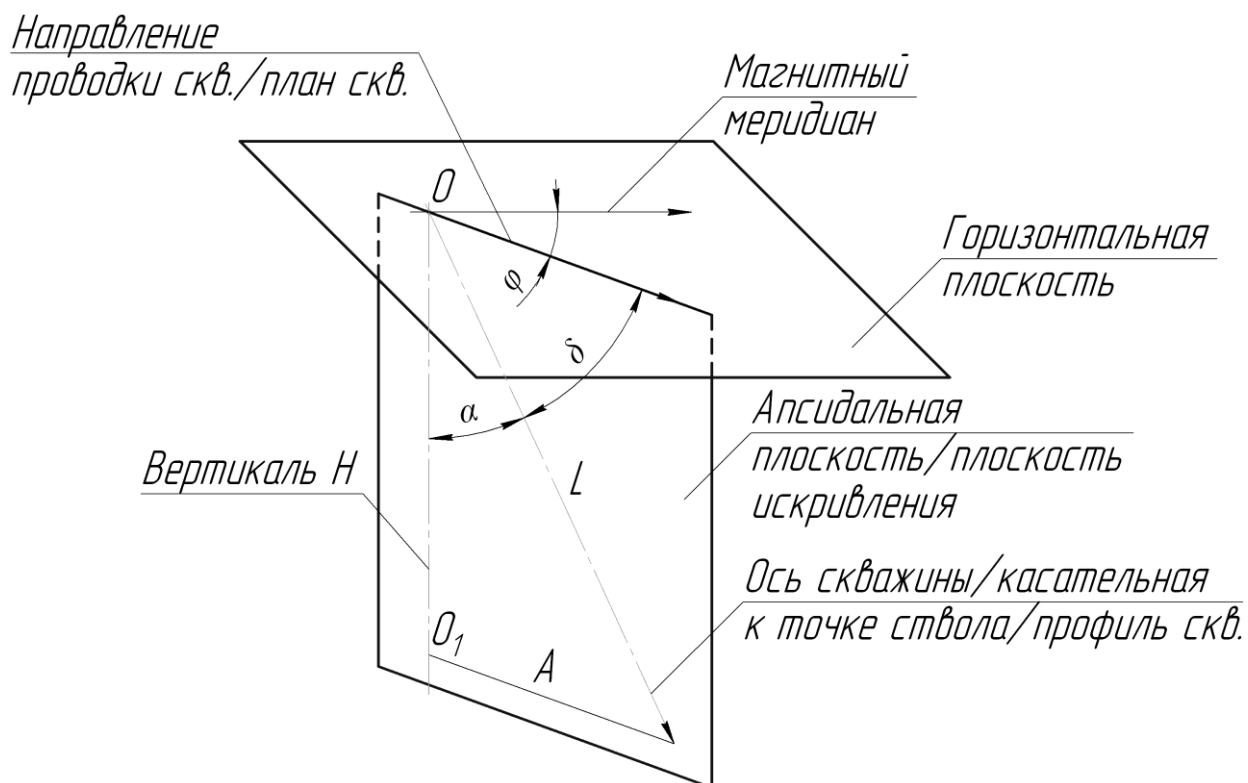


Рисунок 1.5 – схема определения пространственного положения любой точки на оси скважины

Пространственное положение скважины определяется тремя текущими параметрами:

- длина ствола  $L$ ;
- зенитный угол  $\alpha$ ;
- азимутальный угол  $\varphi$ .

Зенитный угол  $\alpha$  – угол между касательной к оси ствола в рассматриваемой точке и вертикалью, проходящей через данную точку.

Угол наклона  $\delta$  – угол между касательной к оси ствола в рассматриваемой точке и горизонтальной проекцией оси на плоскость, проходящую через данную точку. Угол наклона определяется по формуле 1.1:

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\delta = 90^{\circ} - \alpha, \text{град.} \quad (1.1)$$

Азимутный угол  $\varphi$  - находится в горизонтальной плоскости. Это угол между апсидальной и меридиональной плоскостями.

Апсидальная плоскость – вертикальная плоскость, проходящая через касательную к оси ствола скважины.

Азимутальный угол исчисляется в горизонтальной плоскости от принятого начала отсчёта до направления горизонтальной проекции к оси ствола скважины по ходу часовой стрелки. В зависимости от принятого начала отсчёта азимутальный угол может быть истинным (географический меридиан), магнитным (магнитный меридиан) или условным (реперным). Если азимутальный угол скважины остается постоянным, то наблюдается плоскостное искривление ствола скважины. Если же постоянно изменяются и зенитный, и азимутальный углы, то в этом случае наблюдается пространственное искривление ствола скважины.

Длина ствола скважины  $L$  – расстояние от устья  $O$  до забоя или любой точки измерения углов; измеряется по бурильной колонне с учётом её длины в скважине и при инклинометрических замерах кривизны.

Глубина скважины  $H$  – расстояние  $OO_1$  от устья до горизонтальной плоскости, проходящей через забой скважины либо  $i$ -ую точку ствола.

Ось скважины – пространственная кривая, состоящая из сопряженных между собой отрезков прямых и кривых линий. Каждая точка оси скважины определяется её текущими координатами относительно устья, зенитным и азимутальным углами и кривизной.

Зенитное искривление  $\Delta\alpha$  – изменение зенитного угла между двумя точками замера (формула 1.2).

$$\Delta\alpha = \alpha_{n+1} - \alpha_n, \text{град,} \quad (1.2)$$

Азимутальное искривление  $\Delta\varphi$  – изменение азимутального угла между двумя точками замера (формула 1.3).

$$\Delta\varphi = \varphi_{n+1} - \varphi_n, \text{град,} \quad (1.3)$$

где  $\alpha_{n+1}$ ,  $\alpha_n$ ,  $\varphi_{n+1}$ ,  $\varphi_n$  – зенитные и азимутальные углы соответствующих точек: в конце и начале участка, град.

Схема к определению зенитного искривления приведена на рисунке 1.7.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Лист

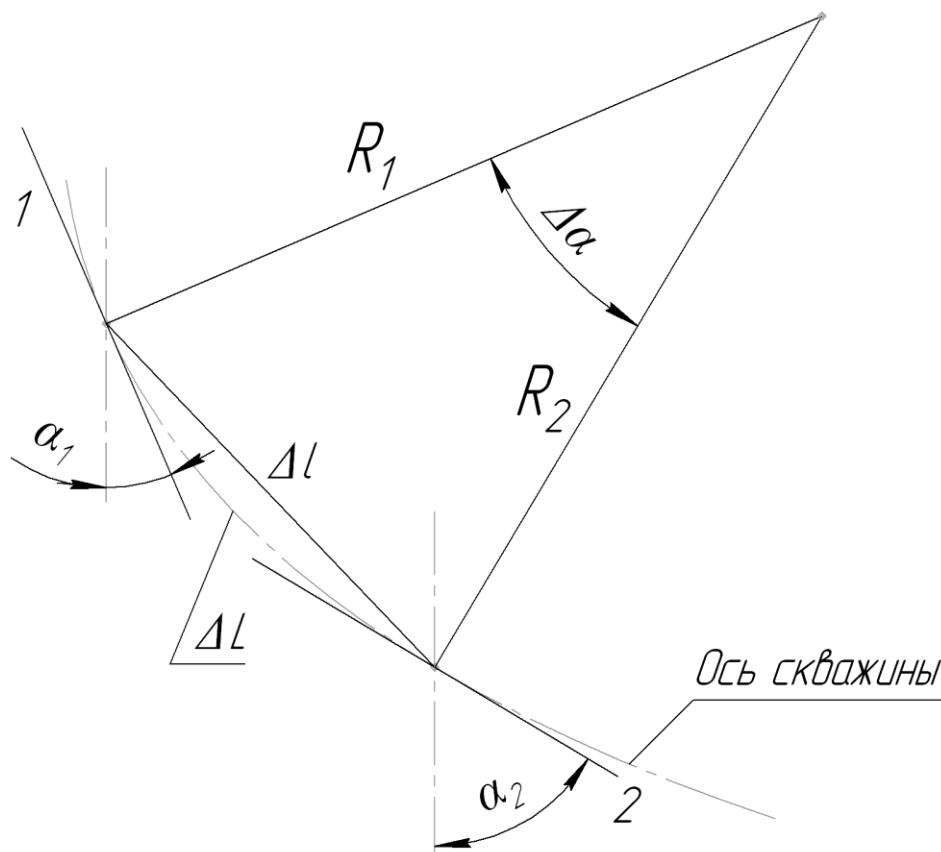


Рисунок 1.7 – Элементарный участок профиля:

1, 2 – касательные к дуге в точках измерения зенитных углов,  $R_1$ ,  $R_2$  – радиусы искривления дуги (оси ствола скважины) в точках измерения зенитных углов,  $\Delta L$  – длина элементарного участка ствола,  $\Delta l$  – отрезок, соединяющий точки замеров

Профиль скважины – проекция оси ствола скважины на вертикальную плоскость, проходящую через её устье и забой.

План скважины – проекция оси ствола скважины на горизонтальную плоскость, проходящую через её устье.

Отклонение забоя от вертикали  $A$  – расстояние от забоя скважины до вертикали, проходящей через её устье.

Интенсивность искривления/скорость набора кривизны  $i$  – величина, характеризующая степень искривления ствола и равная отношению приращения угла искривления к длине дуги между соответствующими точками замеров  $\Delta L$ . Различают интенсивность зенитного  $i_\alpha$ , азимутального  $i_\varphi$  и общего  $i_\beta$  искривления (формулы 1.4, 1.5 и 1.6 соответственно):

$$i_\alpha = \frac{\Delta \alpha}{\Delta L}, \quad (1.4)$$

$$i_\varphi = \frac{\Delta \varphi}{\Delta L}, \quad (1.5)$$

$$i_\beta = \frac{\Delta \beta}{\Delta L}. \quad (1.6)$$



$$\Delta h = \Delta l \cos \alpha_{cp}; \quad (1.13)$$

- пространственный угол искривления (в плоскости искривления) – угол между двумя касательными, проведенными к оси ствола в точках замеров, лежащих в плоскости искривления при допущении, что искривление – это бесконечно малое количество плоских кривых, повернутых относительно друг друга на некоторый угол:

$$\Delta\beta = \sqrt{\Delta\alpha^2 + \Delta\varphi^2 \sin^2 \alpha_{cp}}, \text{ рад.} \quad (1.14)$$

Радиус искривления при этом определяется по формуле 1.15:

$$R = \Delta l / \Delta\beta, \text{ м [4, с.5-9]}. \quad (1.15)$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тангенциальный и J-образный типы профилей выгодно отличаются от S-образного тем, что не имеют перегибов; это улучшает проходимость инструмента и геофизических приборов, уменьшает объём работы отклоняющей компоновки, снижает силы сопротивления при движении бурильных и обсадных колонн, облегчает условия эксплуатации скважины [1, с.416-417].

Направленные скважины, бурящиеся по s-образному типу профиля, имеют следующие технологические недостатки:

- требуется увеличенный интервал бурения с отклонителем, что ухудшает технико-экономические показатели;
- интервал уменьшения зенитного угла реализуется за счёт фрезерования стенки скважины боковой поверхностью долота, что сокращает ресурс его работы;
- при подъёме БК из скважины возникают большие нагрузки на талевую систему;
- значительные суммарные углы охвата и изменение знака кривизны профиля приводят к появлению прижимающих усилий, способствующих желобообразованию и изнашиванию обсадных колонн.

Расчёты показывают, что нагрузка при подъёме колонны бурильных труб из скважины в случае их бурения по s-образному типу на 35 % выше, чем при бурении по j-образному типу, и на 20 % выше, чем при бурении по тангенциальному типу скважин.

Применение тангенциального и j-образного типов профилей направленных скважин в противовес s-образному позволяет на практике:

- уменьшить суммарный угол охвата и связанные с ним нагрузки на буровое оборудование;
- минимизировать длину участка начального искривления;
- осуществить проходку скважин с большими отклонениями от вертикали;
- наиболее полно использовать вес бурильной колонны для создания осевой нагрузки на долото.

К сожалению, тангенциальный и j-образный типы направленных скважин требуют более сложной технологии для проходки ствола по сравнению со скважинами s-образного типа [3, с. 274-275].

## 1.5 Горизонтальные скважины и особенности их профилей

Профиль горизонтальной скважины состоит из двух сопряженных между собой частей: направляющего и горизонтального участков ствола. Под направляющим участком ствола понимают его участок от устья до точки с заданными координатами на кровле и непосредственно в самом продуктивном пласте. Назначение направляющей части горизонтальной скважины заключается в выведении скважины под определенным углом в точку продуктивного пласта с заданными координатами.

По радиусу кривизны ствола различают 3 типа профиля горизонтальной скважины: с большим, средним, коротким радиусом. Горизонтальные скважины с *большим* радиусом кривизны ( $> 190$  м) могут быть сооружены при кустовом бурении на суше и море, а также при бурении одиночных скважин со значительной протяженностью горизонтального участка (600—1500 м). Для таких скважин используются стандартная техника и технология направленного бурения, позволяющая создать максимальную интенсивность искривления ( $0,7 — 2^\circ$  на 10 м проходки).

Горизонтальные скважины со *средним* радиусом кривизны (60—190 м) применяют как при бурении одиночных скважин, так и для восстановления эксплуатационной характеристики действующих скважин. Максимальная интенсивность искривления таких скважин  $3 — 10^\circ$  на 10 м при длине горизонтального участка 450—900 м. Горизонтальные скважины со средним радиусом кривизны позволяют точнее попадать в глубинную цель, что особенно важно для вскрытия нефтяных и газовых пластов малой мощности.

Горизонтальные скважины с *малым* радиусом искривления (10—60 м) обеспечивают наибольшую точность попадания в глубинную цель. Интенсивность искривления составляют  $0 — 25^\circ$  на 1 м проходки при длине горизонтального участка 90—250 м.

С уменьшением радиуса кривизны ухудшаются условия работы бурильных труб, затрудняется прохождение в ствол забойных двигателей, геофизических приборов и обсадных труб, поэтому даже при бурении скважин со средним радиусом кривизны в компоновку низа бурильной колонны включают специальные трубы и укороченный двигатель. Проводка скважин с коротким и ультракоротким ( $< 10$  м) радиусом кривизны невозможна без специальных труб и инструмента.

В условиях слоисто-неоднородных пластов небольшой толщины, расчлененных непроницаемыми прослойками, рекомендуется продуктивную часть разреза пересекать полого-наклонным стволом от ее кровли до подошвы. В этом случае гарантируется вскрытие всех продуктивных пластов и пропластков.

Скважины с горизонтальным участком протяженностью более 500 м планируют с большим радиусом кривизны, чтобы минимизировать силы сопротивления бурильной колонне и обеспечить достаточную нагрузку на долото.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Скважины с коротким и ультракоротким радиусами кривизны используют для проектирования профиля дополнительного ствола, бурение которого производится через окно, вырезанное в обсадной колонне, а также для вскрытия горизонтальным стволом пластов малой мощности. [3, с.275-277]

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 1.6 Методика расчёта элементов траектории наклонно направленных скважин

Исходными данными при проектировании наклонно направленных скважин являются величины  $A$ ,  $H$ , интенсивность набора зенитного угла с помощью применяемых отклонителей на втором участке и усредненная интенсивность уменьшения зенитного угла на соответствующем участке при бурении без ОУ. Дальнейший порядок работ при проектировании следующий.

После обоснования выбора типа профиля применительно к рассматриваемым условиям проводки скважины выбираются длины вертикальных участков.

Длина первого вертикального участка выбирается с учётом характеристики верхней части геологического разреза и очередности бурения скважин в кусте при кустовом бурении. При его выборе также руководствуются технологическими соображениями. Вертикальный интервал для тангенциального и s-образного типов профилей должен быть по возможности коротким, что позволяет свести к минимуму затраты времени на ориентированный спуск бурильной колонны. Для j-образного типа профиля длина вертикального участка должна быть максимальной, что позволяет минимизировать длину второго участка и тем самым сократить время работы в скважине с отклоняющими устройствами.

Длина последнего вертикального участка, если он предусмотрен, должна на 5-10% превышать расстояние между кровлей верхнего и подошвой нижнего продуктивных горизонтов многопластового месторождения, что обусловлено часто возникающей необходимостью корректировки положения забоя в пространстве в конце предшествующего участка ствола.

Далее рассчитываются минимально допустимые радиусы искривления оси скважины на участках набора и уменьшения зенитного угла по методике, приведённой в разделе 1.8 данной курсовой работы. Для последующих расчётов выбирается максимальный радиус искривления из всех допустимых.

В зависимости от выбранной величины минимально допустимого радиуса искривления рассчитывается проектная величина  $\Delta\alpha_{10}$  по формуле 8.

По требуемой величине интенсивности искривления выбирается ОУ на основании данных по ранее пробуренным скважинам.

Величина радиуса искривления на участке уменьшения зенитного угла определяется с привлечением информации об усредненной величине интенсивности искривления на нём по данным ранее пробуренных скважин. Применение ОУ здесь не практикуется.

Затем рассчитывается значение интенсивности искривления в конце участка набора зенитного угла  $\alpha_{\max}$  [3, с. 277; 4, с. 23-25].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Лист

Ориентировочная величина  $\alpha_{\max}$  на участке искривления определяется по формуле 1.16:

$$\alpha_{\max} \cong \alpha_{\kappa n} + \Delta\alpha_e, \quad (1.16)$$

где  $\Delta\alpha_e$  – интенсивность снижения  $\alpha$  в интервале, где не предусматривается применение ОУ. Величина  $\Delta\alpha_e$  находится по результатам экспериментальных исследований [4, с.20-21].

Для тангенциального типа профиля необходимое значение максимального зенитного угла  $\alpha_{\max}$  находят по следующей формуле:

$$\alpha_{\max} = \arccos \frac{R(R-A) + H_{2+3} \sqrt{H_{2+3}^2 + A^2 - 2AR}}{(R-A)^2 + H_{2+3}^2}, \text{ град}, \quad (1.17)$$

где  $R$  – радиус искривления участка набора зенитного угла, м;

$A$  – смещение забоя от вертикали, м;

$H_{2+3}$  – интервал глубин по вертикали участков набора и стабилизации зенитного угла, м.

Если тангенциальный профиль включает после участка начального искривления участок малоинтенсивного увеличения зенитного угла, то зенитный угол в конце последнего  $\alpha_{\max}^{(2)}$  будет определяться по формуле 1.18:

$$\alpha_{\max}^{(2)} = \alpha_{\max}^{(1)} + \arccos \frac{R_2(R_2 - T) + M\sqrt{M^2 + T^2 - 2TR_2}}{(R_2 - T)^2 + M^2}, \text{ град}, \quad (1.18)$$

где  $\alpha_{\max}^{(1)}$  – зенитный угол в конце участка начального искривления, определяемый по формуле 17;

$R_2$  – радиус искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, м;

$$T = (A - B) \cos \alpha_{\max}^{(1)}, \text{ М};$$

$$B = R_1 \left( 1 - \cos \alpha_{\max}^{(1)} \right) + \left( H_{2+4} - R_1 \sin \alpha_{\max}^{(1)} \right) \operatorname{tg} \alpha_{\max}^{(1)}, \text{ М;}$$

$R_1$  – радиус искривления на участке начального набора зенитного угла, м;

$H_{2+4}$  – интервал глубин по вертикали участков начального и малоинтенсивного наборов и стабилизации зенитного угла, м;

$$M = \frac{H_{2+4} - R_1 \sin \alpha_{\max}^{(1)}}{\cos \alpha_{\max}^{(1)}} + (A - B) \sin \alpha_{\max}^{(1)}, \text{ M.}$$

Для s-образного типа профиля необходимое значение максимального зенитного угла  $\alpha_{\max}$  определяется в зависимости от его модификации:

1. профиль, состоящий из вертикального участка, участка начального искривления, тангенциального участка и участка малоинтенсивного уменьшения зенитного угла до  $0^\circ$ :

$$\alpha_{\max}^{(1)} = \arcsin \frac{R_0 H_0 - (R_0 - A) \sqrt{H_0^2 - A(2R_0 - A)}}{(H_0^2 + R_0^2) - A(2R_0 - A)}, \text{ град}, \quad (1.19)$$

где  $\alpha_{\max}^{(1)}$  – зенитный угол в конце участка начального искривления;

$$R_0 = R_1 + R_2, \text{ м};$$

$R_1$  – радиус искривления на участке начального искривления, м;

$R_2$  – радиус искривления на участке малоинтенсивного уменьшения зенитного угла до  $0^\circ$ , м;

$$H_0 = H - H_B, \text{ м};$$

$H_B$  – длина вертикального участка, м;

2. профиль, состоящий из вертикального участка, участка начального искривления, участка малоинтенсивного увеличения зенитного угла, тангенциального участка и участка малоинтенсивного уменьшения зенитного угла до  $0^\circ$ :

$$\alpha_{\max}^{(2)} = \frac{-M(R_2 + R_4) - \sqrt{M^2(R_2 + R_4)^2 - (N^2 + M^2)[(R_2 + R_4)^2 - N^2]}}{N^2 + M^2}, \text{ град}, \quad (1.20)$$

где  $\alpha_{\max}^{(2)}$  – зенитный угол в конце участка малоинтенсивного увеличения зенитного угла;

$$M = (R_1 - R_2) \sin \alpha_{\max}^{(1)} - H_0, \text{ м};$$

$$N = A - R_4 - R_1 + (R_1 - R_2) \cos \alpha_{\max}^{(1)}, \text{ м};$$

$$H_0 = H - H_B, \text{ м};$$

$\alpha_{\max}^{(1)}$  – зенитный угол в конце участка начального искривления, град;

$R_1$  – радиус искривления на участке начального искривления, м;

$R_2$  – радиус искривления на участке малоинтенсивного увеличения зенитного угла, м;

$R_4$  – радиус искривления на участке малоинтенсивного уменьшения зенитного угла до  $0^\circ$ , м;

$H_B$  – длина вертикального участка, м;

3. профиль, состоящий из вертикального участка, участка начального искривления и участка малоинтенсивного уменьшения зенитного угла до  $0^\circ$ :

$$\alpha_{\max}^{(1)} = \arcsin \frac{H - H_B}{R_1 + R_2}, \text{ град}, \quad (1.21)$$

где  $\alpha_{\max}^{(1)}$  – зенитный угол в конце участка начального искривления;

$R_1$  – радиус искривления на участке начального искривления, м;

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$R_2$  – радиус искривления на участке малоинтенсивного уменьшения  
зенитного угла до  $0^\circ$ , м:

$$R_2 = \frac{A^2 + (H - H_B)^2}{2A} - R_1;$$

$H_B$  – длина вертикального участка, м;

4. профиль, состоящий из вертикального участка, участка начального искривления, участка малоинтенсивного увеличения зенитного угла и участка малоинтенсивного уменьшения зенитного угла до  $0^\circ$ :

$$\alpha_{\max}^{(2)} = \arctg \frac{H - H_B + (R_2 - R_1) \sin \alpha_{\max}^{(1)}}{R_1 + R_3 + (R_2 - R_1) \cos \alpha_{\max}^{(1)} - A}, \text{ град}, \quad (1.22)$$

где  $\alpha_{\max}^{(2)}$  – зенитный угол в конце участка малоинтенсивного увеличения зенитного угла;

 $\alpha_{\max}^{(1)}$  – зенитный угол в конце участка начального искривления, град;

$R_1$  – радиус искривления на участке начального искривления, м;

$R_2$  – радиус искривления на участке малоинтенсивного увеличения зенитного угла, м;

$R_3$  – радиус искривления на участке малоинтенсивного уменьшения зенитного угла до  $0^\circ$ , м:

$$R_3 = Q_1 \operatorname{ctg} \alpha_{\max}^{(2)} - Q_2;$$

$$Q_1 = H - H_B + (R_2 - R_1) \sin \alpha_{\max}^{(1)}, \text{ М};$$

$$Q_2 = R_1 + (R_2 - R_1) \cos \alpha_{\max}^{(1)} - A, \text{ M};$$

$H_B$  – длина вертикального участка, м;

5. профиль, состоящий из вертикального участка, участка начального искривления и участка малоинтенсивного уменьшения зенитного угла:

$$\alpha_{\max}^{(2)} = \alpha_{\max}^{(1)} - \arctg \frac{C}{\sqrt{R_2^2 - C^2}}, \text{ град}, \quad (1.23)$$

где  $\alpha_{\max}^{(2)}$  – зенитный угол в конце участка малоинтенсивного уменьшения зенитного угла (угол входа в пласт);

 $\alpha_{\max}^{(1)}$  – зенитный угол в конце участка начального искривления, град;

$R_2$  – радиус искривления на участке малоинтенсивного уменьшения  
зенитного угла, м:

$$R_2 = \frac{C^2 + (A - B)^2 \cos^2 \alpha_{\max}^{(1)}}{2|A - B| \cos \alpha_{\max}^{(1)}};$$

$$C = \frac{H - H_B - R_1 \sin \alpha_{\max}^{(1)}}{\cos \alpha_{\max}^{(1)}} - |A - B| \sin \alpha_{\max}^{(1)}, \mathbf{M};$$

$R_1$  – радиус искривления на участке начального искривления, м;

$H_B$  – длина вертикального участка, м;

$$B = R_1(1 - \cos \alpha_{\max}^{(1)}) + (H - H_B - R_1 \sin \alpha_{\max}^{(1)}) \operatorname{tg} \alpha_{\max}^{(1)}, \text{ М;}$$

б. профиль, состоящий из вертикального участка, участка начального искривления, тангенциального участка и участка малоинтенсивного уменьшения зенитного угла:

$$\alpha_{\max}^{(3)} = \alpha_{\max}^{(1)} - \arctg \frac{Q}{\sqrt{R_3^2 - Q^2}}, \text{ град}, \quad (1.24)$$

где  $\alpha_{\max}^{(3)}$  – зенитный угол в конце участка малоинтенсивного уменьшения зенитного угла (угол входа в пласт);

 $\alpha_{\max}^{(1)}$  – зенитный угол в конце участка начального искривления, град;

$R_3$  – радиус искривления на участке малоинтенсивного уменьшения  
зенитного угла, м;

$$Q = \sqrt{2R_3|A-B|\cos\alpha_{\max}^{(1)} - (A-B)^2\cos^2\alpha_{\max}^{(1)}} \text{ , M;} \\ B = R_1(1 - \cos\alpha_{\max}^{(1)}) + (H - H_B - R_1\sin\alpha_{\max}^{(1)})\operatorname{tg}\alpha_{\max}^{(1)} \text{ , M;} \\$$

$R_1$  – радиус искривления на участке начального искривления, м;

$H_B$  – длина вертикального участка, м;

$$L = C - B, \text{ M}, \quad (1.25)$$

где  $L$  – длина тангенциального участка, м;

7. профиль, состоящий из вертикального участка, участка начального искривления, участков малоинтенсивного увеличения и уменьшения зенитного угла:

$$\alpha_{\max}^{(3)} = \alpha_{\max}^{(2)} - \arctg \frac{P}{\sqrt{R_3^2 - P^2}}, \text{ град}, \quad (1.26)$$

где  $\alpha_{\max}^{(3)}$  – зенитный угол в конце участка малоинтенсивного уменьшения зенитного угла (угол входа в пласт);

$\alpha_{\max}^{(2)}$  – зенитный угол в конце участка малоинтенсивного увеличения зенитного угла, град;

$R_3$  – радиус искривления на участке малоинтенсивного уменьшения  
зенитного угла, м:

$$R_3 = \frac{P^2 + (A - G)^2 \cos^2 \alpha_{\max}^{(2)}}{2|A - G| \cos \alpha_{\max}^{(2)}};$$

$$P = \frac{H - H_B - R_1 \sin \alpha_{\max}^{(1)} - R_2 (\sin \alpha_{\max}^{(2)} - \sin \alpha_{\max}^{(1)})}{\cos \alpha_{\max}^{(2)}} - |A - G| \sin \alpha_{\max}^{(2)}, \text{ M};$$

$$G = R_1(1 - \cos \alpha_{\max}^{(1)}) + R_2(\cos \alpha_{\max}^{(1)} - \cos \alpha_{\max}^{(2)}) + [H - H_B - R_1 \sin \alpha_{\max}^{(1)} - R_2(\sin \alpha_{\max}^{(2)} - \sin \alpha_{\max}^{(1)})] \operatorname{tg} \alpha_{\max}^{(2)}, \mathbf{M};$$

 $\alpha_{\max}^{(1)}$  – зенитный угол в конце участка начального искривления, град;

$H_B$  – длина вертикального участка, м;

$R_1$  – радиус искривления на участке начального искривления, м;

$R_2$  – радиус искривления на участке малоинтенсивного увеличения зенитного угла, м;

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8. профиль, состоящий из вертикального участка, участка начального искривления, участка малоинтенсивного увеличения зенитного угла, тангенциального участка и участка малоинтенсивного уменьшения зенитного угла:

$$\alpha_{\max}^{(4)} = \alpha_{\max}^{(2)} - \arctg \frac{Q}{W}, \text{ град}, \quad (1.27)$$

где  $\alpha_{\max}^{(4)}$  – зенитный угол в конце участка малоинтенсивного уменьшения зенитного угла (угол входа в пласт);

$\alpha_{\max}^{(2)}$  – зенитный угол в конце участка малоинтенсивного увеличения зенитного угла, град;

$$Q = \sqrt{2R_4 |A - G| \cos \alpha_{\max}^{(2)} - (A - G)^2 \cos^2 \alpha_{\max}^{(2)}}, \text{ М};$$

$R_4$  – радиус искривления на участке малоинтенсивного уменьшения  
зенитного угла, м;

$$G = R_1(1 - \cos \alpha_{\max}^{(1)}) + R_2(\cos \alpha_{\max}^{(1)} - \cos \alpha_{\max}^{(2)}) + [H - H_B - R_1 \sin \alpha_{\max}^{(1)} - R_2(\sin \alpha_{\max}^{(2)} - \sin \alpha_{\max}^{(1)})] \operatorname{tg} \alpha_{\max}^{(2)},$$

$R_1$  – радиус искривления на участке начального искривления, м;

$R_2$  – радиус искривления на участке малоинтенсивного увеличения зенитного угла, м;

$$H_B - \text{длина вертикального участка, м;}$$

$$W = \sqrt{R_4^2 - Q^2}, \text{ М};$$

$$L = C - Q, \text{ M}, \quad (1.28)$$

где  $L$  – длина тангенциального участка, м;

$$C = \frac{H - H_B - R_1 \sin \alpha_{\max}^{(1)} - R_2 (\sin \alpha_{\max}^{(2)} - \sin \alpha_{\max}^{(1)})}{\cos \alpha_{\max}^{(2)}} - |A - B| \sin \alpha_{\max}^{(2)}, \text{ M.}$$

Для j-образного типа профиля также предусматривается несколько видов:

1. профиль, состоящий из вертикального участка, участка начального искривления и участка малоинтенсивного увеличения зенитного угла:

$$\alpha_{\max}^{(2)} = \alpha_{\max}^{(1)} - \operatorname{arctg} \frac{C}{\sqrt{R_2^2 - C^2}}, \text{ град}, \quad (1.29)$$

где  $\alpha_{\max}^{(2)}$  – зенитный угол в конце участка малоинтенсивного увеличения зенитного угла;

 $\alpha_{\max}^{(1)}$  – зенитный угол в конце участка начального искривления, град;

$R_2$  – радиус искривления на участке малоинтенсивного увеличения зенитного угла, м:

$$R_2 = \frac{C^2 + (A - B)^2 \cos^2 \alpha_{\max}^{(1)}}{2|A - B| \cos \alpha_{\max}^{(1)}};$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$C = \frac{H - H_B - R_1 \sin \alpha_{\max}^{(1)}}{\cos \alpha_{\max}^{(1)}} - |A - B| \sin \alpha_{\max}^{(1)}, \text{ м};$$

$R_1$  – радиус искривления на участке начального искривления, м;

$H_B$  – длина вертикального участка, м;

$$B = R_1 (1 - \cos \alpha_{\max}^{(1)}) + (H - H_B - R_1 \sin \alpha_{\max}^{(1)}) \operatorname{tg} \alpha_{\max}^{(1)}, \text{ м};$$

2. профиль, состоящий из вертикального участка, участка начального искривления и участков малоинтенсивного увеличения зенитного угла:

$$\alpha_{\max}^{(3)} = \alpha_{\max}^{(2)} - \operatorname{arctg} \frac{P}{\sqrt{R_3^2 - P^2}}, \text{ град}, \quad (1.30)$$

где  $\alpha_{\max}^{(3)}$  – зенитный угол в конце второго участка малоинтенсивного набора зенитного угла;

$\alpha_{\max}^{(2)}$  – зенитный угол в конце первого участка малоинтенсивного набора зенитного угла, град;

$R_3$  – радиус искривления на втором участке малоинтенсивного увеличения зенитного угла, м:

$$R_3 = \frac{P^2 - (A - G)^2 \cos^2 \alpha_{\max}^{(2)}}{2|A - G| \cos \alpha_{\max}^{(2)}};$$

$$P = \frac{H - H_B - R_1 \sin \alpha_{\max}^{(1)} - R_2 (\sin \alpha_{\max}^{(2)} - \sin \alpha_{\max}^{(1)})}{\cos \alpha_{\max}^{(2)}} + |A - G| \sin \alpha_{\max}^{(2)}, \text{ м};$$

$$G = R_1 (1 - \cos \alpha_{\max}^{(1)}) + R_2 (\cos \alpha_{\max}^{(1)} - \cos \alpha_{\max}^{(2)}) + [H - H_B - R_1 \sin \alpha_{\max}^{(1)} - R_2 (\sin \alpha_{\max}^{(2)} - \sin \alpha_{\max}^{(1)})] \operatorname{tg} \alpha_{\max}^{(2)}, \text{ м};$$

$\alpha_{\max}^{(1)}$  – зенитный угол в конце участка начального искривления, град;

$H_B$  – длина вертикального участка, м;

$R_1$  – радиус искривления на участке начального искривления, м;

$R_2$  – радиус искривления на первом участке малоинтенсивного увеличения зенитного угла, м;

3. профиль, состоящий из вертикального участка, участка начального искривления, тангенциального участка и участка малоинтенсивного увеличения зенитного угла:

$$\alpha_{\max}^{(3)} = \alpha_{\max}^{(1)} - \operatorname{arctg} \frac{Q}{\sqrt{R_3^2 - Q^2}}, \text{ град}, \quad (1.31)$$

где  $\alpha_{\max}^{(3)}$  – зенитный угол в конце участка малоинтенсивного увеличения зенитного угла;

$\alpha_{\max}^{(1)}$  – зенитный угол в конце участка начального искривления, град;

$R_3$  – радиус искривления на участке малоинтенсивного увеличения зенитного угла, м:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Лист





### 1.7 Формулы для расчёта проекций и длин участков профиля наклонной скважины

Зная зенитные углы в конце искривлённых участков, а также их радиусы кривизны, можно определить вертикальную и горизонтальную проекции каждого участка профиля и его длину по формулам 2, 7, 10, 12 и 13, а также формулам, приведённым в таблице 1.1 [5, с. 95-96].

Таблица 1.1 Формулы для определения проекций участков профиля

Вид участка профиля	Проекция участка		Длина участка
	горизонтальная	вертикальная	
Вертикальный	0	$H_B$	$H_B$
Участок начального искривления	$R(1 - \cos \alpha)$	$R \sin \alpha$	$\frac{\alpha R}{57,3}$
Малоинтенсивное увеличение зенитного угла	$R(\cos \alpha_2 - \cos \alpha_1)$	$R(\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1)$	$\frac{(\alpha_2 - \alpha_1)R}{57,3}$
Малоинтенсивное уменьшение зенитного угла	$R(\cos \alpha_2 - \cos \alpha_1)$	$R(\sin \alpha_1 - \sin \alpha_2)$	$\frac{(\alpha_1 - \alpha_2)R}{57,3}$
Тангенциальный участок (известна длина участка)	$L \sin \alpha_L$	$L \cos \alpha_L$	$L$
Тангенциальный участок (известна его вертикальная проекция $H_T$ )	$H_T \operatorname{tg} \alpha_L$	$H_T$	$\frac{H_T}{\cos \alpha_L}$

Примечания:

$\alpha, \alpha_1, \alpha_2$  – зенитные углы соответственно в конце участка начального искривления, в начале и конце искривленного участка, град

 $\alpha_i$  – зенитный угол тангенциального участка, град

$R$  – радиус кривизны участка профиля, м

$L$  – длина тангенциального участка профиля, м

## 1.8 Расчёт радиуса искривления при наборе кривизны наклонной скважины

Радиус искривления направленной скважины должен быть по возможности минимальным, чтобы сократить до предела интервал, в котором необходимо работать с отклоняющим инструментом и навигационными приборами. Однако при этом должны быть соблюдены следующие основные ограничения.

1. Интенсивность искривления в обычном случае не должна превышать  $1,5^\circ/10$  м проходки.

2. В любом интервале бурения должна обеспечиваться достаточная осевая нагрузка на долото.

3. Должно быть исключено образование желобов в искривленных интервалах ствола скважины. Это условие может быть количественно оценено величиной давления замков на стенки ствола скважины:

$$R > \frac{12P}{Q}, \text{ м}, \quad (35)$$

где  $P$  – осевое усилие, действующее на бурильные трубы, кН;

$Q$  – допустимое нормальное усилие со стороны бурильного замка на стенку скважины, кН;

12 – средняя длина половины бурильной свечи, м.

Для разрезов, сложенных мягкими породами, значение  $Q$  можно принимать равным 10 кН, для разрезов, сложенных породами средней твердости – 20-30 кН, для пород твёрдых и крепких – 40-50 кН.

4. Бурильная колонна при любых работах в скважине не должна испытывать напряжения, превышающие предел текучести материала бурильных труб  $\sigma_T$  (МПа):

$$R > \frac{dE}{2\sigma_T}, \text{ м}, \quad (1.36)$$

где  $d$  – наружный диаметр бурильных труб, м;

$E$  – модуль Юнга, МПа.

5. При спуске забойного двигателя через искривлённые участки ствола скважины напряжения, возникающие в корпусе забойного двигателя, не должны превышать предела текучести его материала:

$$R > \frac{0,167L_{з\partial}^2}{D_\partial - d_{з\partial} - k + f}, \text{ м}, \quad (1.37)$$

где  $L_{з\partial}$  – длина забойного двигателя, м;

$D_\partial$  – диаметр долота, м;

$d_{з\partial}$  – диаметр забойного двигателя, м;

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$k$  – минимальный зазор между корпусом забойного двигателя и стенкой скважины, м;

$$k = (5 \dots 8) \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

$f$  – стрела прогиба забойного двигателя, м:

$$f = \frac{13mL_{30}}{EI};$$

$m$  – масса забойного двигателя, м;

$EI$  – жёсткость при изгибе, Н·м<sup>2</sup>.

6. При спуске обсадных колонн трубы не должны испытывать напряжения, превышающие предел текучести их материала:

$$R > \frac{d_k E_k}{2\sigma_T}, \text{ М}, \quad (1.38)$$

где  $E_k$ ,  $\sigma_T$  – соответственно модуль Юнга и предел текучести материала обсадных труб, МПа;

$d_k$  – наружный диаметр обсадной колонны.

7. В эксплуатационную колонну должны свободно спускаться и располагаться без деформаций глубинные приборы, погружное оборудование и устройства для ремонта и эксплуатации скважин.

Для обеспечения этого требования необходимо соблюдение следующего условия:

$$R > \frac{L^2}{8(d_g - d_n - k)}, \text{ М}, \quad (39)$$

где  $L$  – длина спускаемого в колонну погружного устройства, м;

$d_g$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

$d_n$  – диаметр спускаемого в колонну погружного устройства, м;

$k$  – зазор между внутренней стенкой обсадной колонны и корпусом спускаемого в колонну погружного устройства, м; в большинстве случаев можно принять  $k = (1,5 \dots 3) \cdot 10^{-3} \text{ м}$ .

Выбранный на основании приведенных выше ограничений радиус искривления ствола скважины увеличивают на 5–10 % из-за ожидаемых ошибок реализации проектного решения, а в случае сложных геолого-технических условий – на 20-25 %. Значение радиуса искривления корректируют на основании сравнения осевого усилия, возникающего при подъеме бурильной колонны из искривленной скважины, с допустимым его значением для данной бурильной колонны и буровой установки [3, с. 281-282; 6, с. 272].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Лист

## 1.9 Методика построения профилей наклонных скважин

Для того, чтобы построить горизонтальную проекцию, на листе миллиметровой бумаги сначала наносят точку, обозначающую устье скважины, затем с помощью транспортира из этой точки проводят луч в направлении проектного азимута и откладывают на нём в принятом масштабе отрезок, равный длине отклонения забоя от вертикали, проходящей через устьевую точку. Из конца этого отрезка, обозначающего проектный забой скважины, в том же масштабе проводят окружность, ограничивающую допуск на отклонение забоя от проектной цели. Из устьевой точки проводят две касательные к построенной окружности – границы возможного отклонения фактической траектории ствола от проектной. В результате получают конус допусков. На этом же листе миллиметровой бумаги строят вертикальную проекцию скважины в прямоугольной системе координат. На вертикальной оси от начала координат вниз в масштабе, принятом для вертикальной проекции, откладывают отрезок, равный глубине наклонной скважины по вертикали. Затем наносят интервалы отдельных участков профиля, которые предварительно вычислены по формулам, приведенным в таблице 1. Прямолинейные участки траектории сопрягают друг с другом дугами окружностей с расчетными радиусами искривления ствола скважины [3, с. 282].

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2. Расчетная часть

### 2.1 Выбор типа профиля проектируемой наклонно-направленной скважины

Проектирование профиля скважины заключается в выборе типа и вида профиля, а также в определении необходимого для расчета геометрии профиля комплекса параметров, включающего:

- проектирование значения глубины и отклонение ствола от вертикали
- длину вертикального участка
- значения предельных радиусов кривизны и углов наклона ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного эксплуатационного оборудования, а также на проектной глубине.

Профиль ствола скважины должен обеспечить:

- высокое качество скважины как объекта последующей эксплуатации;
- бурение и крепление скважины с применением существующих технологий;
- минимальные затраты на строительство скважины;
- возможность применения методов одновременной эксплуатации нескольких горизонтов при необходимости;
- безаварийное бурение и крепление;
- минимальные нагрузки на буровое оборудование при СПО;
- надежную работу внутрискважинного эксплуатационного оборудования;
- свободное прохождение по стволу приборов и устройств.

Составим таблицу изменений угла наклона скважины с глубиной (таблица 2.1).

**Таблица 2.1 – параметры профиля скважины**

Участок №	Интервал, м	Зенитный угол, град.
1	0 - 1300	0
2	1300 – 1390,8	0 – 8,94
3	1390,8– 4069,68	8,94
4	4069,68– 4507	8,94– 6,96

По изменению зенитного угла профиль скважины можно разбить на 4 участков:

- 1 – вертикальный участок;
- 2 – первый участок набора зенитного угла;
- 3 – первый участок стабилизации зенитного угла;
- 4 – первый участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла;

## 2.2 Расчёт элементов траектории проектируемой наклонной скважины

1) Определим радиус искривления второго участка ствола скважины.

Радиус искривления ствола  $R$  – величина, обратно пропорциональная интенсивности искривления:

$$\frac{\Delta\alpha}{\Delta L} = \frac{360^\circ}{2\pi R} \approx \frac{57,3}{R}.$$

При  $\Delta L = 10$  м интенсивность искривления на данном участке будет определяться по формуле:

$$\Delta\alpha_{10} \approx \frac{573}{R}, \text{ град/10 м,}$$

а радиус искривления, соответственно:

$$R \approx \frac{573}{\Delta\alpha_{10}}.$$

В нашем случае интенсивность искривления на втором участке равна  $\Delta\alpha_{10} = 0,98$  град/10м и не изменяется, т.е. искривление оси ствола скважины происходит по дуге окружности постоянного радиуса.

$$R_2 = \frac{573}{0,98} = 584,69 \text{ м.}$$

Аналогично определим радиус искривления четвертого участка ствола скважины. Интенсивность искривления на втором участке равна  $\Delta\alpha_{10} = 0,046$  град/10 м. Следовательно, радиус кривизны этого участка:

$$R_4 = \frac{573}{0,046} = 12456,52 \text{ м.}$$

2) Длины участков профиля, их горизонтальные и вертикальные проекции будем рассчитывать по формулам, приведённым в таблице 1.1.

### Участок 1

Длину первого вертикального участка выбираем, исходя из геологического разреза месторождения, окончание ствола желательно приурочивать к пластам средней крепости. В нашем случае при  $H_v = 1300$  м его окончание приурочено к мягким породам – каменной соли с прослоями глин.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Лист

## Участок 2

Определим проекцию первого участка набора зенитного угла на горизонтальную плоскость:

$$a_2 = R(1 - \cos \alpha) = 584,69 (1 - \cos(8,94)) = 7,1 \text{ м.}$$

Определим проекцию первого участка набора зенитного угла на вертикальную плоскость:

$$H_2 = R \sin \alpha = 584,69 \cdot \sin(8,94) = 90,86 \text{ м.}$$

Рассчитаем длину этого участка:

$$l_2 = \frac{\alpha R}{57,3} = \frac{8,94^\circ \cdot 584,69 \text{ м}}{57,3} = 91,22 \text{ м.}$$

## Участок 3

Проекцию прямолинейного наклонного участка на вертикальную плоскость принимаем равную:

$$H_3 = 2646,37 \text{ м.}$$

Найдём длину этого участка:

$$l_3 = \frac{H_3}{\cos \alpha} = \frac{2646,37}{\cos(8,94)} = 2679,91 \text{ м.}$$

Определим горизонтальную проекцию 3 участка:

$$A'_3 = H_3 \operatorname{tg} \alpha = 584,69 \cdot \operatorname{tg}(8,94) = 416,3 \text{ м.}$$

## Участок 4

Определим проекцию участка уменьшения зенитного угла на горизонтальную плоскость, считая от конца участка 3:

$$a_4 = R(\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) = 12456,52 (\cos(6,96) - \cos(8,94)) = 59,5 \text{ м,}$$

где  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  - зенитные углы в начале и в конце участка искривления.

Определим проекцию второго участка набора зенитного угла на вертикальную плоскость:

$$H_4 = R(\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) = 12456,52 \cdot (\sin(8,94) - \sin(6,96)) = 426,31 \text{ м.}$$

Рассчитаем длину этого участка:

$$l_4 = \frac{(\alpha_2 - \alpha_1)R}{57,3} = \frac{(8,94 - 6,96) \cdot 12456,52}{57,3} = 434,8 \text{ м.}$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Суммарная фактическая длина отклонения по кровле горизонта составит

$$A_{\phi} = a_2 + A'_3 + a_4 = 7.1 + 416.3 + 59.5 = 482,9 \text{ м.}$$

Определим длину ствола по профилю:

$$L = H_{\text{в}} + l_2 + l_3 + l_4 = 1300 + 91,22 + 2679,91 + 434,8 = 4505,94 \text{ м.}$$

### 2.3 Построение плана и профиля проектируемой наклонной скважины

По данным расчёта раздела строим горизонтальный и вертикальный проекции профиля проектируемой наклонной скважины. Азимут бурения ствола скважины №1 равен  $122^{\circ} 40'$ , допустимое отклонение ствола скважины от проектного положения 75м. Горизонтальная и вертикальная проекции профиля приведены на рисунках 2.1 и 2.2 соответственно.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В современных буровых работах существует два основных метода бурения - вертикальное бурение и наклонно направленное бурение. Что такое вертикальное бурение, интуитивно понятно и неспециалисту. Вертикальное бурение осуществляется сплошь и рядом при организации водозаборных скважин в частных домах или на территориях предприятий. Этот вид бурения - самый простой и не требует особых расчетов и научных знаний.

Наклонно направленное бурение - немного другой случай. Данный метод, хотя его смысл и понятен из названия, не так прост. Очевидно, что наклонно направленное бурение применяют в тех случаях, когда по вертикали к водоносному пласту или месторождению полезных ископаемых нет возможности подступить, то есть вертикальное бурение неприменимо. Например, месторождение или пласт располагается под горным массивом, водоемом или в районе интенсивной застройки.

В тех случаях, когда вертикальное бурение невозможно, необходимо провести тщательный расчет различных вариантов организации скважин и способов выполнения, и только потом начинать наклонно направленное бурение. Технологически наклонно направленное бурение - метод значительно более сложный, чем вертикальное бурение, требующий учета твердости грунта, залегания пластов различных пород, допустимых нагрузок на наклонные части скважин и т. п. В этом смысле вертикальное бурение намного проще в реализации и, соответственно, дешевле.

Появление наклонного бурения относится к 1894, когда С.Г.Войслав провёл этим способом скважину на воду близ Брянска. Успешная проходка скважины в Бухте Ильича (Баку) по предложению Р.А.Иоаннесяна, П.П.Шумилова, Э.И.Тагиева, М.Т.Гусмана (1941) турбинным наклонно-направленным бурением положила начало внедрению наклонного турбобурения, ставшего основным методом направленного бурения в России, получившего применение за рубежом. Этим методом при пересечённом рельефе местности и на морских месторождениях бурят кусты до 20 скважин с одного основания. В 1938-1941 в разработаны основы теории непрерывного наклонного регулируемого турбинного бурения при неподвижной колонне бурильных труб. Этот метод стал основным при бурении наклонных скважин.

Недостатками наклонно-направленного и горизонтально-направленного бурения являются повышенная вероятность возникновения аварийной ситуации из-за использования клиньев, требования к прочности бурильных труб, необходимости частого использования отклонителей и приборов, что увеличивает. К основным достоинствам наклонно-направленного бурения относятся: возможность определения истинной мощности наклонных пластов, подсечения полезных ископаемых, залегающих в труднодоступных местах (горы, водоемы, болотистая местность и т. д.), обхода естественных препятствий (здания, дороги, реки и т. п.) при инженерно-техническом бурении и т. п. Наклонно-направленное и

горизонтально-направленное бурение широко применяется при сооружении скважин различного назначения - группы А,Б,В,Г,Д.

Наклонно-направленное бурение - способ проведения скважины с отклонением от вертикали по заранее заданной кривой. Наклонно-направленное бурение впервые осуществлено в СССР на Грозненских нефтепромыслах (1934). В 1972 в СССР наклонно-направленное бурение сооружено около 25% общего метража скважин на нефть.

Наклонно-направленное бурение оказывается целесообразным при: сложном рельефе местности (например, при расположении залежи под дном крупного водоёма или под капитальными сооружениями); геологических условиях залегания полезных ископаемых, не позволяющих вскрыть их вертикальными скважинами; кустовом бурении или многозабойном бурении; тушении горящих нефтяных и газовых фонтанов.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра 2000. - 448 с.
2. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1978. - 471 с.
3. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник для техникумов. - 5-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1985. - 421 с.
4. Калинин А.Г. Профили направленных скважин и компоновки низа бурильных колонн. - М.: Недра, 1995. - 305 с.
5. Калинин А.Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. - М.: Недра, 1997. - 648 с.
6. Булатов, А.И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для вузов / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. - Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - 1007 с.: ил.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		