

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания
по выполнению практических занятий по дисциплине
«Строительство горизонтальных и многоствольных скважин»
для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии
специализация «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»

Ставрополь 2026

СОДЕРЖАНИЕ

Практическое занятие 1.

Основные термины и определения в проектировании профилей наклонно-направленных скважин

Практическое занятие 2.

Расчет и построение тангенциального профиля

Практическое занятие 3.

Расчет и построение S – образного профиля

Практическое занятие 4.

Расчет и построение профиля типа В

Практическое занятие 5.

Определение приращения пространственного искривления на участках ствола скважины по инклинометрическим данным

Практическое занятие 6.

Изучение элементов жестких, маятниковых и отклоняющих компоновок

Практическое занятие 7.

Расчет маятниковых компоновок низа бурильной колонны

Практическое занятие 8.

Расчет жестких компоновок низа бурильной колонны

Практическое занятие 9.

Требования к разработке технологического регламента

Список литературы

Практическое занятие 1

Основные термины и определения в проектировании профилей наклонно-направленных скважин

1.1 Наклонно направленная скважина - скважина, для которой проектом предусмотрено отклонение в заданном направлении от вертикали, проходящей через ее устье, а ствол проводится по заранее заданной кривой.

1.2 Наклонная скважина характеризуется длиной ствола L , глубиной по вертикали H , отклонением забоя от вертикали A , направлением (азимутом) отклонения забоя φ и конфигурацией оси (рис. 1).

1.3 Пространственное положение скважины определяется тремя текущими параметрами: глубиной L , зенитным углом α , азимутальным углом φ .

1.4 Глубина скважины L - расстояние от устья O до забоя или любой точки измерения углов. Измеряется по бурильной колонне с учетом ее длины в скважине и при инклинометрических замерах кривизны.

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

1.6 Глубина скважины по вертикали - расстояние OA от устья до горизонтальной плоскости, проходящей через забой скважины, либо до i -ой точки ствола.

1.7 Зенитный угол α - угол между касательной к оси ствола в рассматриваемой точке и вертикалью, проходящей через данную точку.

1.8 Угол наклона δ - угол между осью скважины или касательной к ней в рассматриваемой точке и горизонтальной проекцией оси на плоскость, проходящую через данную точку.

1.9 Азимутальный угол φ - угол между апсидальной и меридиональной плоскостями. Апсидальной называется вертикальная плоскость, проходящая через касательную к оси ствола скважины.

Азимутальный угол исчисляется в горизонтальной плоскости от принятого начала отсчета до направления горизонтальной проекции к оси ствола скважины по ходу часовой стрелки.

В зависимости от принятого начала отсчета азимутальный угол может быть истинным (географический меридиан), магнитным (магнитный меридиан) или условным (реперным).

1.10 Профиль скважины - проекция оси скважины на вертикальную плоскость, проходящую через ее устье и забой.

1.11 План скважины - проекция оси ствола скважины на горизонтальную плоскость, проходящую через ее устье.

1.12 Отклонение забоя от вертикали - расстояние от забоя скважины до вертикали, проходящей через устье скважины.

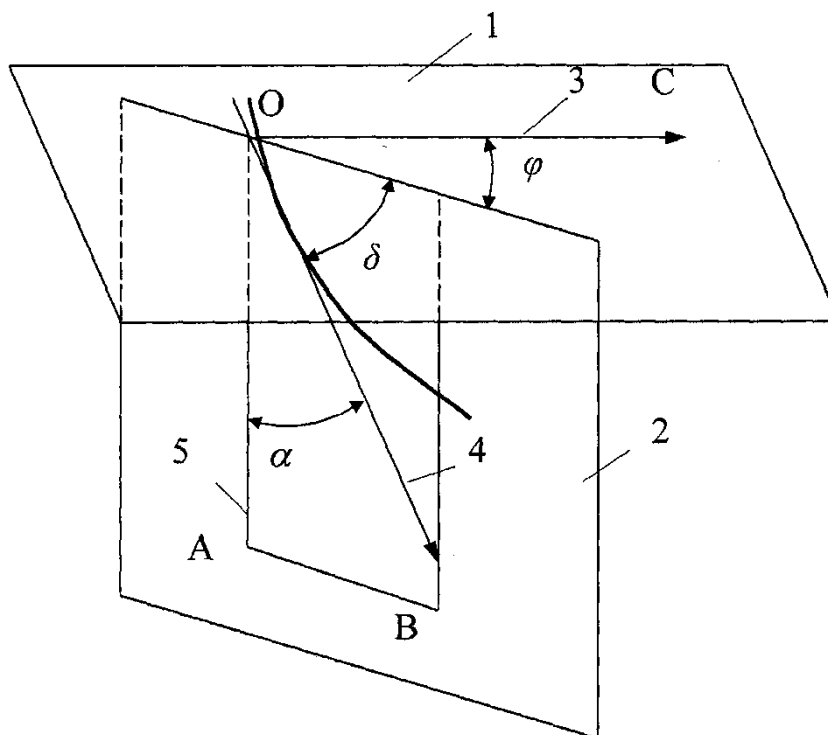


Рис. 1 Параметры, определяющие положение оси скважины в пространстве:

1 - горизонтальная плоскость; 2 - апсидальная плоскость; 3 - магнитный меридиан; 4 - касательная к точке ствола; 5 - вертикаль через точку замера углов

1.13 Зенитное искривление ствола скважины - изменение зенитного угла между двумя точками замера (рис. 2).

1.14 Азимутальное искривление - изменение азимута скважины между двумя точками замера.

1.15 Интенсивность искривления i - степень одновременного изменения зенитного угла и азимута за интервал. Величина, характеризующая степень искривления ствола и равная отношению приращения угла искривления к расстоянию между точками замеров.

1.16 Радиус искривления ствола R - величина обратная интенсивности искривления:

$$\frac{\Delta\alpha}{\Delta L} = \frac{360}{2\pi R} = \frac{57,3}{R}; \quad (1)$$

$$\Delta\alpha_{10} = \frac{573}{R}, \text{ град/10 м.} \quad (2)$$

Если ствол скважины искривляется с постоянной интенсивностью, то ее ось представляет собой дугу окружности радиусом R ,

$$R = \frac{573}{\Delta\alpha_{10}}, \text{ м.} \quad (3)$$

1.17 Плоскость искривления - плоскость, в которой располагается дуга окружности с радиусом кривизны в данной точке.

1.18 Отрезок оси скважины между двумя точками измерений, расположенными на расстоянии Δl друг от друга, характеризуется следующими параметрами:

средний зенитный угол, град,

$$\alpha_{cp} = \frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}; \quad (4)$$

изменение зенитного угла, град,

$$\Delta\alpha = \alpha_2 - \alpha_1; \quad (5)$$

горизонтальная проекция ствола, град,

$$\Delta a = \Delta l \cdot \sin \alpha_{cp}; \quad (6)$$

вертикальная проекция ствола, град,

$$\Delta h = \Delta l \cdot \cos \alpha_{cp}; \quad (7)$$

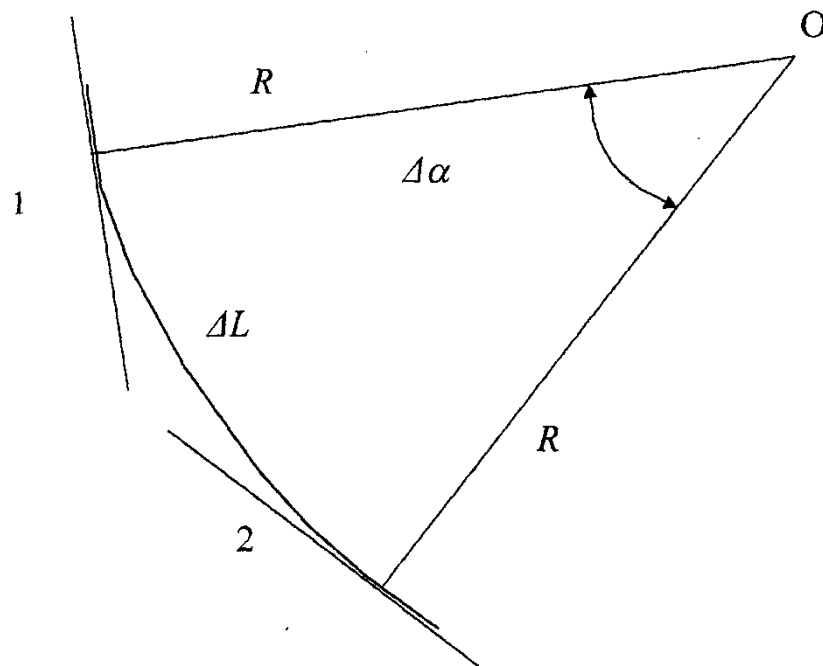


Рис. 2 Схема к измерению зенитного угла:

1,2- касательные к дуге в точках измерения углов

изменение азимутального угла, град,

$$\Delta\varphi = \varphi_2 - \varphi_1; \quad (8)$$

средний азимут, град,

$$\varphi_{cp} = \frac{\varphi_1 + \varphi_2}{2}; \quad (9)$$

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:

$$\Delta\beta = \sqrt{\Delta\alpha^2 + \Delta\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha_{cp}}. \quad (10)$$

Радиус искривления при этом, определяется по формуле:

$$R = \frac{\Delta l}{\Delta\beta}; \quad (11)$$

пространственная интенсивность искривления на участке длиной 10м определяется как:

$$i = \sqrt{\Delta\alpha^2 + \Delta\varphi^2 \cdot \sin^2 \left(\alpha_1 - \frac{\Delta\alpha}{2} \right)}. \quad (12)$$

1.19 Угол установки отклонителя - угол между плоскостью действия отклонителя и апсидальной плоскостью в месте его установки.

1.20 Коэффициент фрезерующей способности долота **f** - отношение скорости фрезерования стенки скважины к скорости разрушения забоя долотом при действии одинаковых нагрузок.

1.21 Кривизна ствола **k** - приращение угла искривления на определенном криволинейном участке,

$$k = \frac{1}{R}, \text{ рад/м}. \quad (13)$$

Радиян - угол, под которым видна из центра окружности ее дуга, равная радиусу:

$$1 \text{ рад} = \frac{180}{\pi} = 57^\circ 17' 45'',$$

$$1^\circ = \frac{\pi}{180} = 0,001745 \text{ рад}.$$

1.22 Под КНБК принято понимать: типоразмер долота, забойный двигатель (ЗД), УБТ, диаметр бурильных труб и материал, из которого они изготовлены, тип и диаметр опорно-центрирующих элементов (ОЦЭ),

элементы оснастки (амортизаторы, калибраторы и др.). В действительности это низ бурильного инструмента.

Направляющий участок КНБК - участок от долота до первой точки касания УБТ или ЗД со стенкой скважины под нагрузкой.

Для КНБК с ОЦЭ направляющим участком является участок от долота до первого центризатора, для КНБК с отклонителем - участок от долота до вершины угла перекоса отклонителя, для КНБК без центрирующих приспособлений - участок от долота до первой точки касания забойным двигателем или трубами стенки скважины.

1.23 Угол несоосности КНБК в стволе скважины β - угол между хордами, стягивающими ось скважины и ось КНБК на направляющем участке.

1.24 Угол поворота плоскости изгиба КНБК под действием реактивного момента ЗД - угол между плоскостью изгиба КНБК и апсидальной.

1.25 Индекс анизотропии пород по буримости h есть число, дополняющее до 1 отношение буримости пород вдоль напластования и буримости ее в перпендикулярном напластованию направлении.

1.26 НДС - направление (азимут) движения бурового станка на кустовой площадке.

1.27 Направление (азимут) оснований под буровую установку выбирается в соответствии с первоначальным движением буровой установки и должно определяться с учетом проектных траекторий стволов скважин, согласно принципу исключения вероятности пересечения стволов и природных возможностей размещения оснований в данном направлении.

1.28 Куст скважины - группа из трех и более скважин, расположенных на специальных площадках и отстоящих одна от другой или от отдельных скважин на расстоянии не менее 50м.

1.29 Под площадкой куста понимается определенный проектом участок территории, на котором расположены скважины, технологическое

оборудование и установки, а так же бытовые и другие помещения, необходимые для производства работ.

Расстояние между скважинами должно обеспечивать механизированную добычу нефти с применением станков- качалок и составляет 5 м.

Групповое расположение скважин - ряд скважин с числом от трех до восьми; для групп из четырех скважин расстояние между ними составляет 15 м, из восьми скважин - 50 м.

Суммарное количество газовых скважин в кусте, как правило, не превышает 24.

Минимальное расстояние между устьями соседних скважин в кустах на газоконденсатных месторождениях, имеющих в разрезе ММП, должно в 1,2 раза превышать диаметр ореола протаивания, но быть не менее 20 м по нормам противопожарной безопасности.

При размещении устьев скважин в кустах с «шагом» от 20 до 30 м скважины размещаются прямо на одной прямой линии, побатарейно не более четырех в том числе и нагнетательных газовых скважин, с расстоянием между батареями не менее 60 м. Суммарный рабочий дебит одной батареи нефтяных скважин должен быть не более 800 т/сут (8000 кН/сут).

Суммарный рабочий дебит одной батареи газоконденсатных скважин или одной батареи газовых скважин не должен превышать 4000 тыс. м³/сут.

Нефтяные скважины со свободным фонтанным дебитом более 400 т/сут (или с газовым фактором более 200 м³ /м³), а также все газовые и газоконденсатные скважины должны быть оборудованы забойными клапанами-отсекателями с проверкой их на срабатывание в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

При размещении устьев скважин в кустах с «шагом» 40 м скважины следует размещать на одной прямой линии, побатарейно с числом эксплуатационных скважин в батарее не более восьми, с расстоянием между батареями не менее 60 м.

Суммарный рабочий дебит одной батареи нефтяных скважин не должен быть более 1600 т/сут.

Суммарный рабочий дебит одной батареи газоконденсатных скважин или одной батареи газовых скважин не должен превышать 6000 тыс. м³/сут.

В отдельных случаях, обусловленных сложным ландшафтными, гидрологическими и геокриологическими условиями, разрешается размещать устья скважин на одной кустовой площадке в два ряда. При этом расстояние между рядами скважин должно быть не менее 70 м, суммарное количество скважин в двух рядах не более 24 скважин.

Кустование скважин должно проводиться с обеспечением попадания их забоев в зону допуска с координатами, регламентированными проектом разработки месторождения.

Вопросы к практическому занятию

1. Параметры, определяющие положение оси скважины в пространстве.
2. Определение кривизны ствола.
3. Определение радиуса искривления ствола.

Практическое занятие 2

Расчет и построение тангенциального профиля

Рассчитать и построить профиль типа А (трехинтервальный) для бурения наклонной скважины глубиной (по вертикали) ____ м и со смещением забоя ____ м. Интенсивность набора кривизны на 100 м проходки составляет ____°, максимальный угол наклона скважины ____°. Длина первого вертикального участка не ограничивается. Методика расчета упрощена.

Решение

Определяем длину участка набора угла наклона ствола по формуле

$$l_2 = \frac{\alpha_n - \alpha_{n-1}}{\Delta\alpha_{100}} 100,$$

где α_n — угол наклона ствола в конце участка, градусы; α_{n-1} — угол наклона ствола в начале участка, градусы; $\Delta\alpha_{100}$ — интенсивность набора кривизны на 100 м проходки, градусы.

Рассчитываем вертикальную проекцию участка набора кривизны

$$h = \frac{l_2 \sin \alpha}{\frac{\pi 180}{\alpha}}$$

Находим отклонение ствола скважины на участке набора кривизны (горизонтальную проекцию)

$$a = h \operatorname{tg} \alpha/2$$

Определяем радиус искривления скважины

$$R = h / \sin \alpha$$

Вычисляем горизонтальную проекцию прямолинейного наклонного участка

$$A' = 300 - a$$

Определяем длину наклонного прямолинейного участка

$$l_a = A' / \sin \alpha$$

Рассчитываем вертикальную проекцию прямолинейного наклонного участка

$$H' = A' / \operatorname{tg} \alpha$$

Длина первого вертикального участка

$$l_1 = H_0 - (h + H')$$

Тогда длина ствола скважины по профилю

$$L = l_1 + l_2 + l_3$$

По данным расчета строим профиль ствола скважины.

На вертикальной линии откладываем отрезки $AB=H_0$, $AC=l_1$, $CD=h$. Через точки C, D, B проводим горизонтальные линии. Отложим на линии, проходящей через точку C, отрезок CR ; на линии, проходящей через точку D, отрезок $DE=a$ и на линии, проходящей через точку B, отрезок $BF=A$.

Из точки O радиусом R описываем дугу. Точки E и F соединяем прямой EF до касания с дугой в точке E. Ломанная линия ACEF представляет собой проектный профиль ствола скважины.

Вопросы к практическому занятию

1. Параметры, определяющие положение оси скважины в пространстве.
2. Определение кривизны ствола.
3. Определение радиуса искривления ствола.

Варианты	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Глубина скважины $H, \text{м}$	2100	2400	2000	2400	2500	2300	2100	2400	2000	2400	2500	2300	2100	2000
Смещение забоя A , м	300	260	200	230	265	230	250	260	200	230	265	230	250	200
Интенсивность набора кривизны $\Delta\alpha_n, ^\circ \text{ на } 100 \text{ м}$	12	10	8	10	12	9	9	9	7	8	9	8	8	7
Максимальный угол наклона скважины, α	25	24	20	23	24	23	24	23	20	22	24	22	25	20

Практическое занятие 3

Расчет и построение S – образного профиля.

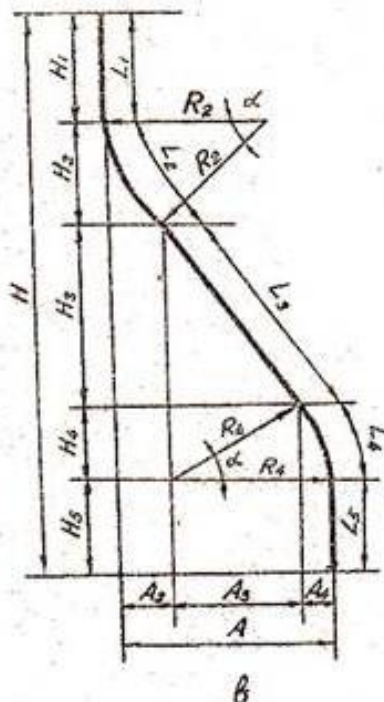


Рисунок 1 - Схема построения профиля типа Б

Рассчитать и построить профиль типа Б для бурения наклонной скважины глубиной 2400 м по вертикали, если смещение забоя составляет ____ м, интенсивность набора кривизны ____ на 100 м проходки, интенсивность снижения кривизны ____ на 100 м проходки, угол искривления ствола скважины на забое _____. Длина первого вертикального участка должна быть более 500 м.

Решение:

Определяем максимальный угол искривления скважины по формуле

$$\cos \alpha = \frac{\Delta \alpha_c + \Delta \alpha_n \cos \delta - A \Delta \alpha_n \Delta \alpha_c 0,01745 \cdot 1/100}{\Delta \alpha_n + \Delta \alpha_c}$$

где $\Delta \alpha_n$ – интенсивность набора кривизны на 100 м проходки, градусы; $\Delta \alpha_c$ – интенсивность снижения кривизны на 100 м проходки, градусы; A – отклонение забоя скважины от вертикали, м; δ – угол искривления ствола скважины у забоя, градусы.

Определяем вертикальную проекцию наклонной части ствола скважины

$$H_0 = \frac{5730}{\Delta \alpha_n + \Delta \alpha_c} [(\Delta \alpha_n + \Delta \alpha_c) \sin \alpha - \Delta \alpha_n \sin \alpha / 2]$$

Определяем длину вертикальной части скважины

$$l_1 = H - H_0$$

Определяем длину ствола скважины по профилю

$$L = l_1 + l_2 + l_3$$

$$l_2 = \left(\frac{\alpha}{\Delta\alpha_H} \right) 100$$

$$l_3 = \frac{(\alpha - \delta)100}{\Delta\alpha_c}$$

Определяем вертикальную проекцию участка набора кривизны

$$h = \frac{100 \sin \alpha}{\Delta\alpha_H 0,01745}$$

Вычисляем величину смещения забоя на участке набора кривизны

$$a = h \tan \alpha / 2$$

Определяем горизонтальную проекцию участка снижения кривизны

$$a_1 = A - a$$

Рассчитываем радиус дуги участка набора кривизны

$$R_1 = \frac{100}{\Delta\alpha_H \cdot 0,01745}$$

Определяем радиус дуги участка снижения кривизны

$$R_2 = \frac{100}{\Delta\alpha_c \cdot 0,01745}$$

Строим профиль. Откладываем на вертикальной линии отрезки: АВ=Н, АС=l₁, CD=h. Из точки С проводим горизонтальную линию и на ней откладываем отрезок R₁. Из точки D проводим горизонтальную линию и на ней откладываем отрезок DE=a, а из точки В – горизонтальную линию ВF=A. Из точки O₁ радиусом R₁ проводим дугу, соединяющую точки С и Е, а из точки O₂ радиусом R₂ проводим дугу, соединяющую точки Е и F. Точка O₂ находится на пересечении двух дуг окружностей, проведенных из точек Е и F радиусом R₂. Ломанная линия ACEF представляет собой проектный профиль скважины.

Вопросы к практическому занятию

1. Параметры, определяющие положение оси скважины в пространстве.
2. Определение кривизны ствола.
3. Определение радиуса искривления ствола.

Варианты	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Глубина скважины Н, м	2100	2400	2000	2400	2500	2300	2100	2400	2000	2400	2500	2300	2100	2000
Смещение забоя А, м	250	260	200	230	265	230	250	260	200	230	265	230	250	200
Интенсивность набора кривизны $\Delta\alpha_n$, ° на 100 м	6	7	5	7	6	6	6	7	5	7	6	6	6	5
Интенсивность снижения кривизны $\Delta\alpha_c$, ° на 100 м	1	1,2	1,1	1,2	1,2	1,1	1,1	1,2	1	1,2	1,3	1,1	1,1	1,1
Угол искривления ствола скважины на забое, δ	5	6	5	6	6	6	5	6	5	6	6	6	5	5

Практическое занятие 4

Расчет и построение профиля типа В

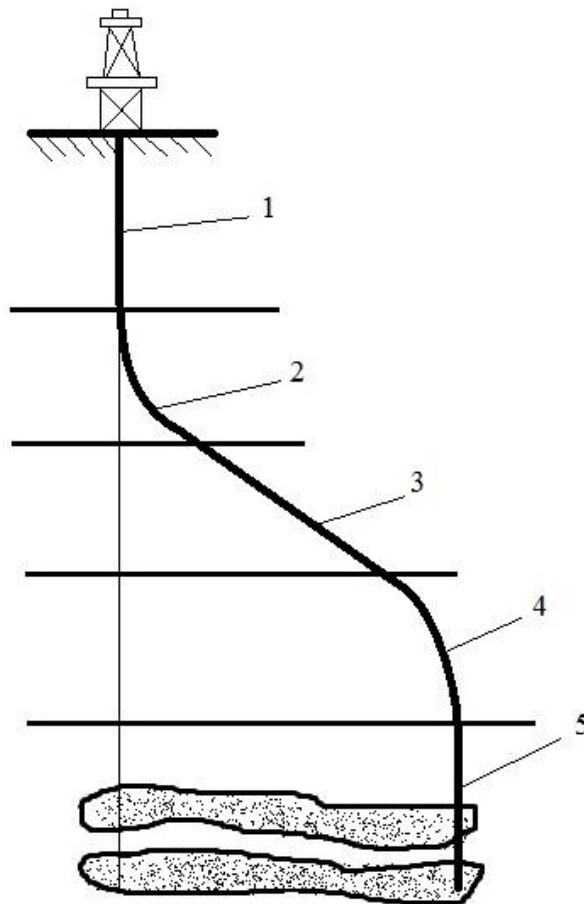


Рисунок 4.1 – Профиль наклонно-направленной скважины типа В

Профиль типа В (Рис. 4.1) состоит из пяти участков: вертикального 1, участка набора угла наклона ствола 2, прямолинейного наклонного участка 3, участка снижения угла наклона 4 и вертикального 5. Его рекомендуется применять при проходке глубоких скважин, требующих пересечения стволом нескольких продуктивных горизонтов. Это наиболее сложный профиль.

Задание

Рассчитать и построить профиль типа В по упрощенной методике, если глубина скважины по вертикали _____ м, величина отклонения забоя от вертикали _____ м, длина первого вертикального участка _____ м, интенсивность набора кривизны _____° на 100 м вертикальной проекции, интенсивность снижения кривизны _____° на 100 м вертикальной проекции,

максимальный угол искривления скважины ____°. Нижний участок на протяжении 100 м должен быть вертикальным.

Решение:

Определяем длину вертикальной проекции интервала набора угла искривления ствола скважины от нуля до максимального угла искривления скважины

$$l_n = \frac{\alpha_n - \alpha_{n-1}}{\Delta l_{100}}$$

где α_n – кривизна ствола в конце участка, градусы; α_{n-1} – интенсивность искривления ствола скважина на 100 м длины, градусы. Δl_{100} – максимальный угол искривления скважины.

Рассчитываем длину вертикальной проекции интервала снижения угла искривления ствола скважины.

$$l_c = \frac{\alpha_n - \alpha_{n-1}}{\Delta l_{100}}$$

Тогда вертикальная проекция прямолинейного наклонного участка составит

$$l_{\pi} = H - (H_B + l_n + l_c + 100)$$

где H – глубина скважины по вертикали, м; H_B – длина первого вертикального участка, м;

Определяем отклонение забоя ствола наклонной скважины по интервалам глубин по формуле

$$a = a_{n-1} + 100 \tan \frac{\alpha_n + \alpha_{n-1}}{2}$$

где a_{n-1} – отклонение забоя от вертикали предыдущего участка, м.

Если полученное суммарное смещение забоя больше требуемого, то изменится начало искривления ствола скважины.

$$h_0 = H_B + \frac{\Delta A}{\tan \alpha}$$

где ΔA – разность величин смещения забоя (полученного и исходного), м; α – максимальны угол искривления скважины, °.

Следовательно, величина прямолинейного наклонного участка изменится.

Проводим пересчет и результаты сводим в таблице 4.1.

Таблица 4.1.

Интервал глубины,м	Длина интервала,м	Угол искривления, градус		Отклонение забоя	
		в конце интервала	средний за интервал	По тангенсу средней кривизны	суммарное

Для построения профиля скважины на вертикальной линии откладываем конечные величины интервалов из таблицы 4.1. Из каждой точки по горизонтали откладываем соответствующие им суммарные смещения. Полученные точки соединяем плавной кривой, а точки находящиеся на границах прямолинейного наклонного участка и вертикального участка прямой, сопряженной с верхней и нижней кривыми.

Варианты	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Глубина скважины по вертикали, м	2600	2800	2400	2300	2500	2900	2600	2750	2600
Величина отклонения забоя от вертикали	280	300	250	240	280	320	270	280	280
Длина первого вертикального участка, м	1000	1000	900	900	1000	1000	1000	1000	1000
Интенсивность набора кривизны на 100 м									
Интенсивность снижения кривизны на 100 м									
Максимальный угол искривления скважины	5	6	4	3	5	8	5	5	5

Вопросы к практическому занятию

1. Профиль наклонно-направленной скважины типа В.
2. Вертикальная проекция прямолинейного наклонного участка.
3. Отклонение забоя ствола наклонной скважины по интервалам глубин.

Практическое занятие 5

Определение приращения пространственного искривления на участках ствола скважины по инклинометрическим данным

Понятие «общее приращение искривления данного участка или приращение пространственного искривления» известно студенту из лекционного курса. Там же дан подробный вывод (по М. М. Александрову) аналитической зависимости, позволяющей определить численное значение приращения искривления $\Delta\sigma$

$$\Delta\sigma = \sqrt{\Delta\alpha^2 + (\Delta\varphi \cdot \sin \alpha_{\text{ср}})^2}, \quad (128)$$

где $\Delta\alpha$ – абсолютная величина разности углов искривления на границах участка; $\Delta\varphi$ – то же азимутов искривления; $\alpha_{\text{ср}}$ – среднее арифметическое углов искривления на границах участка.

Используются и другие зависимости для определения численного значения $\Delta\sigma$

$$\Delta\sigma = 2 \arcsin \sqrt{\sin^2 \frac{\Delta\alpha}{2} + \sin^2 \frac{\Delta\varphi}{2} \cdot \sin \alpha_1 \cdot \sin \alpha_2}, \quad (129)$$

$$\Delta\sigma = 2 \arcsin \sqrt{\sin^2 \frac{\Delta\alpha}{2} + \sin^2 \frac{\Delta\varphi}{2} \cdot \sin^2 \alpha_{\text{ср}}}, \quad (130)$$

$$\Delta\sigma = \sqrt{2(1 - \sin \alpha_1 \cdot \sin \alpha_2 \cdot \cos \Delta\varphi - \cos \alpha_1 \cdot \cos \alpha_2)}, \quad (131)$$

где α_1 , α_2 – углы искривления соответственно в начале и конце рассматриваемого участка оси скважины; остальные величины те же, что и в формуле (1).

Если углы α_1 и α_2 малы, то формула (131) преобразуется к виду:

$$\Delta\sigma = \sqrt{\alpha_1^2 + \alpha_2^2 - 2\alpha_1 \cdot \alpha_2 \cdot \cos \Delta\varphi}. \quad (132)$$

Задания для работы на занятии

Для выполнения работы студентам выдаются данные инклинометрических замеров в скважине.

Последовательность работы:

1. Заготовить бланк-форму (табл. 37) и циркульную номограмму (рис. 1).

2. Внести данные о глубинах замеров параметров искривления в колонку 1, располагая их в порядке возрастания глубин.

Таблица 37 – Бланк-форма обработки результатов инклинометрических замеров

Глубина замера, м	α , град. мин	$\alpha_{\text{ср}}$, град. мин	$\Delta\alpha$, град. и их десятичные доли	φ , град.	$\Delta\varphi$, град.	$\Delta\varphi \cdot \sin\alpha_{\text{ср}}$, град.	$\Delta\sigma$, град.	$\Sigma\Delta\sigma$, град
1	2	3	4	5	6	7	8	9
l_1	α_1			φ_1				
		$\alpha_{\text{ср}1,2}$	$\Delta\alpha_{\text{ср}1,2}$		$\Delta\varphi_{1,2}$	$\Delta\varphi_{1,2} \cdot \sin\alpha_{\text{ср}1,2}$	$\Delta\sigma_{1,2}$	$\Delta\sigma_{1,2}$
l_2	α_2			φ_2				
		$\alpha_{\text{ср}2,3}$	$\Delta\alpha_{\text{ср}2,3}$		$\Delta\varphi_{2,3}$	$\Delta\varphi_{2,3} \cdot \sin\alpha_{\text{ср}2,3}$	$\Delta\sigma_{2,3}$	$\Delta\sigma_{1,2} + \Delta\sigma_{2,3}$
l_3	α_3			φ_3				
		$\alpha_{\text{ср}3,4}$	$\Delta\alpha_{\text{ср}3,4}$		$\Delta\varphi_{3,4}$	$\Delta\varphi_{3,4} \cdot \sin\alpha_{\text{ср}3,4}$	$\Delta\sigma_{3,4}$	$\Delta\sigma_{1,2} + \Delta\sigma_{2,3} + \Delta\sigma_{3,4}$
l_4	α_4			φ_4				

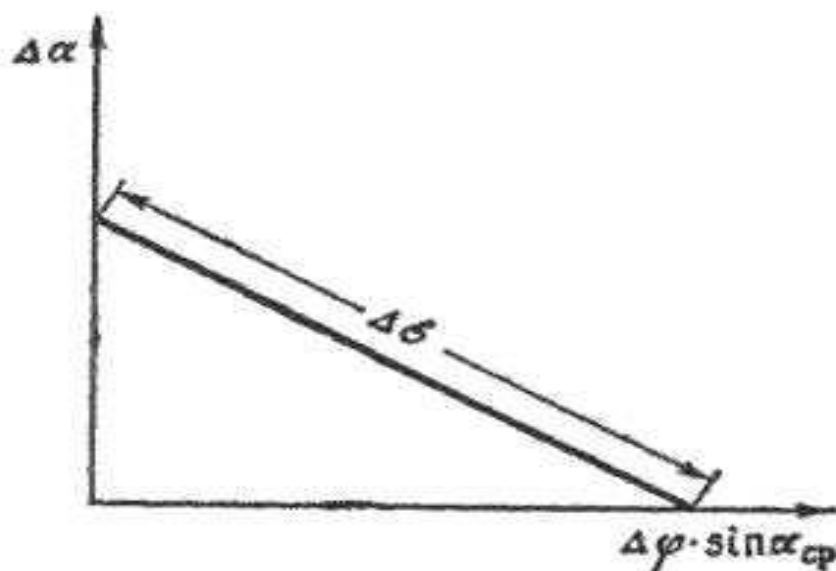


Рисунок 16 – Циркулярная номограмма

3. Внести данные о значениях угла искривления α и азимута φ на указанных в п. 2 глубинах соответственно во 2-ю и 5-ю колонки табл. 37.

4. Вычислить средние арифметические $\alpha_{\text{ср}}$ углов искривления на границах участков и внести в колонку 3.

5. Вычислить (по абсолютной величине) приращения угла искривления $\Delta\alpha$ на участках и представить результаты в градусах и их десятичных долях. Результаты внести в 4-ю колонку.

6. Вычислить (по абсолютной величине) приращения азимутов $\Delta\varphi$ и внести в 6-ю колонку. При нахождении $\Delta\varphi$ возможны особые случаи:

а) на одной из границ участка $\alpha = 0$, а значит, φ является неопределенной величиной. Приращение азимута на таком участке принимается равным нулю (участок рассматривается как искривленный в одной плоскости);

б) если окажется, что $\Delta\varphi > 180^\circ$, то для последующего расчета нужно брать $\Delta\varphi^* = 360^\circ - \Delta\varphi$.

7. Вычислить $\Delta\varphi \cdot \sin\alpha_{cp}$. Результаты подсчетов записать в 7-ю колонку табл. 37.

8. Определить значения $\Delta\sigma$, по формулам (128)–(132), а также с помощью циркульной номограммы (рис. 16). Для чего поместить ножку циркуля-измерителя в точку на оси ординат, соответствующую $\Delta\alpha$ для данного участка, а вторую – в точку на оси абсцисс, соответствующую значению $\Delta\varphi \cdot \sin\alpha_{cp}$. Не меняя раствора циркуля, приложить его к любой из шкал-осей (от нуля) и взять значение $\Delta\sigma$.

9. Внести результаты определения $\Delta\sigma$ в 8-ю колонку.

10. Вычислить значения $\Delta\sigma = \Sigma\Delta\sigma$ в виде нарастающих итогов, внося результаты в 9-ю колонку.

11. Построить на листе миллиметровой бумаги взаимно перпендикулярные оси, приняв ось абсцисс за ось глубин, а ось ординат – за ось суммарных приращений искривления.

12. Отложить на оси абсцисс глубины, для которых в п. 10 вычислялись значения $\Delta\sigma$, и построить в соответствующем масштабе отрезки, выражающие эти значения σ (рис. 17).

Структура бланк-формы такова, что значения $\Delta\sigma$ и $\Sigma\Delta\sigma$ располагаются между строками глубин, соответствующих границам участков. При построении графика $\sigma = \sigma(l)$ каждое значение $\Sigma\Delta\sigma$ следует относить к нижней границе участка.

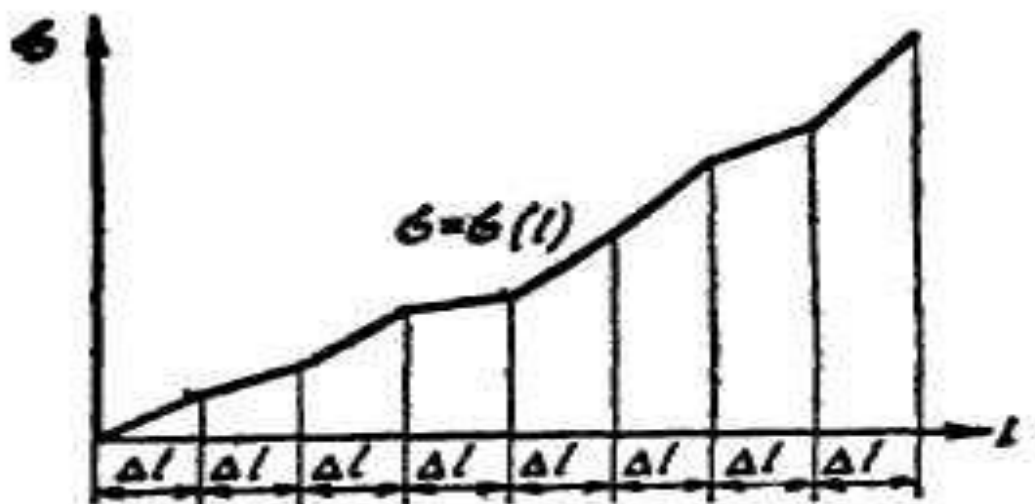


Рисунок 17 – График $\sigma = \sigma(l)$

13. Соединить нанесенные точки ломаной линией, т.е. построить график $\sigma = \sigma(l)$.

14. Соединить начальную и конечную точки графика отрезкой прямой и вычислить:

14.1. S_0 – площадь прямоугольного треугольника, гипотенузой которого является построенный отрезок, горизонтальный катет совпадает с осью абсцисс, а вертикальный – с крайней ординатой графика.

14.2. S – площадь фигуры под фактической линией графика.

14.3. Отношение S / S_0 .

Примечание: Если скважина имеет вертикальный приустьевой участок длиной l_6 , то под начальной точкой графика понимается точка, соответствующая глубине начала искривления. Туда же переносится начало координат, а на оси абсцисс кроме фактических глубин наносятся данные о длине искривленной части ствола $l - l_6$.

15. Ошибка от принятия графика $\sigma = \sigma(l)$ за наклонную прямую, проходящую через начало координат, вычисляется по формуле

$$\varepsilon = \frac{|S - S_o|}{S_o} \cdot 100\%. \quad (133)$$

Вопросы к практическому занятию

1. Дать определение угла и азимута искривления скважины?
2. Чем обусловлена необходимость использования параметра σ ?
3. Привести примеры использования параметра σ в технологических расчетах?

Практическое занятие 6

Изучение элементов жестких, маятниковых и отклоняющих компоновок.

В практике бурения для борьбы и предотвращения искривления скважин используются компоновки двух типов: маятниковые и жесткие компоновки.

Маятниковыми компоновками, или компоновками, работающими по принципу отвеса, называют такие компоновки, в которых для управления поведением наклонного ствола скважины используются силы собственного веса, отрезка колонны от долота до точки касания УБТ со стенками скважины или до центриатора. Место установки центрирующего элемента определяется расчетом из условия минимума угла наклона силы, действующей на долото относительно вертикали. Маятниковые компоновки целесообразно использовать при бурении неустойчивых мягких и средней твердости горных пород в интервалах с высокой способностью к искривлению ствола скважины.

Основная цель использования жесткой компоновки – получение минимальной интенсивности искривления ствола скважины при данном режиме бурения без ограничения осевой нагрузки на долото. Это достигается

не только применением в составе компоновки УБТ максимально возможного наружного диаметра, но также рациональным размещением центрирующих элементов по длине компоновки, ограничивающих ее поперечное перемещение.

Использование жестких компоновок целесообразно при бурении в устойчивых горных породах в интервалах, способствующих интенсивному искривлению ствола (большие углы падения пластов).

Жесткие компоновки включают долото, полноразмерный наддолотный калибратор, УБТ, центраторы. Место установки центрирующих элементов определяется условием минимума угла наклона долота относительно оси скважины.

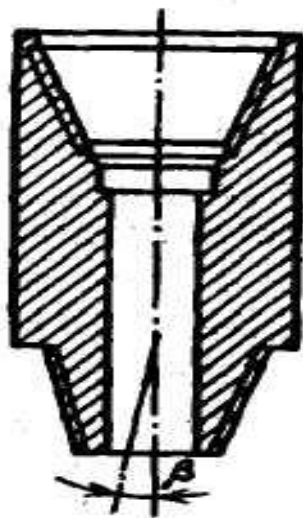
Назначение отклоняющих устройств – создание на долоте отклоняющего усилия или наклона оси долота к оси скважины с целью искусственного искривления ствола скважины в заданном или произвольном направлении. Их включают в состав компоновок низа бурильных колонн. При этом они отличаются своими особенностями и конструктивным выполнением.

При бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин с забойными двигателями в качестве отклоняющих устройств применяют турбинные отклонители, отклонители на базе винтовых забойных двигателей, механизмы искривления МИ (в электробурении), отклонители с накладкой, забойные двигатели с эксцентричным ниппелем и другим элементом на ниппеле. В роторном бурении – отклоняющие клинья, шарнирные отклонители и т. п.

При безориентированном бурении забойными двигателями и роторным способом для управляемого изменения зенитного угла при постоянстве азимута скважины в качестве отклоняющего устройства используются прямолинейные компоновки нижней части бурильной колонны (КНБК) с центраторами (стабилизаторами) и калибраторами с параметрами,

обеспечивающими заданное изменение зенитного угла ствола скважины на интервале бурения с КНБК.

Кривой (искривленный) переводник (рис. 18) – обязательный элемент отклонения при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин. Для упругих отклонителей он представляет собой патрубок из УБТ той же длины, что и обычный переводник, с пересекающимися осями соединительных резьб. Резьбу с перекосом $1-4^\circ$ нарезают в основном на ниппеле, в отдельных случаях на муфте. Кривой переводник в сочетании с



УБТ длиной 8-24 м крепят непосредственно к турбобуру или винтовому забойному двигателю (ВЗД).

Рисунок 18 – Кривой переводник

При работе с кривым переводником увеличивается возможность упругой деформации турбобуров, что ухудшает их энергетические параметры, снижает возможную интенсивность искривления ствола и в определенных условиях может привести к потере отклоняющей способности компоновки. Поэтому кривые переводники не рекомендуется применять с турбобурами увеличенных длин и с большими углами перекоса осей резьб. Их обычно применяют в сочетании с односекционным, укороченным или короткими турбобурами.

Кривой переводник в сочетании с односекционным турбобуром позволяет осуществить набор зенитного угла до $40-45^\circ$, в сочетании с

укороченным турбобуром – до $50-55^\circ$, а в сочетании с коротким турбобуром – до 90° и выше. При этом интенсивность искривления ствола достигает соответственно 1-2, 4-5 и 5-6° на 10 м.

Кривой отклонитель Р-1 с двумя перекосами соединительных резьб (рис. 19) представляет собой отрезок УБТ, оси соединительных резьб которой имеют перекося в одной плоскости и в одном направлении относительно ее оси.

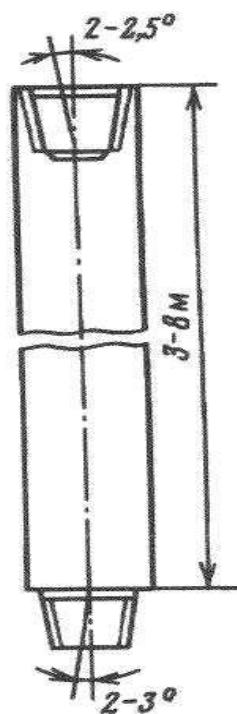


Рисунок 19 – Отклонитель Р-1

Угол, образованный осью трубы и осью нижней соединительной резьбы, принимается равным $2-3^\circ$, а угол, образованный осью трубы и осью верхней соединительной резьбы, – $2-2,5^\circ$. Этот отклонитель используется в составе маятниковых компоновок и имеет длину в пределах 4-8 м.

Переводник Р-1 предназначен для набора зенитного угла до 90° и выше, изменения азимута скважины, зарезки нового ствола с цементного моста и из открытого ствола.

Отклонитель с накладкой (рис. 20) представляет собой сочетание кривого переводника и турбобура (или ВЗД) с накладкой. Его применяют для достижения значительных зенитных углов при помощи односекционных

турбобуров. Накладку крепят к турбобуру примерно в середине системы долото-турбобур или несколько ниже, над турбобуром устанавливают кривой переводник и обычные бурильные трубы.

Отклонитель с накладкой рекомендуется применять в тех случаях, когда непосредственно над кривым переводником необходимо устанавливать трубы малой жесткости (например, немагнитные или обычные бурильные трубы), так как применение отклонителей других типов снижает интенсивность искривления ствола, а иногда не позволяет увеличить зенитный угол ствола выше 20-25°.

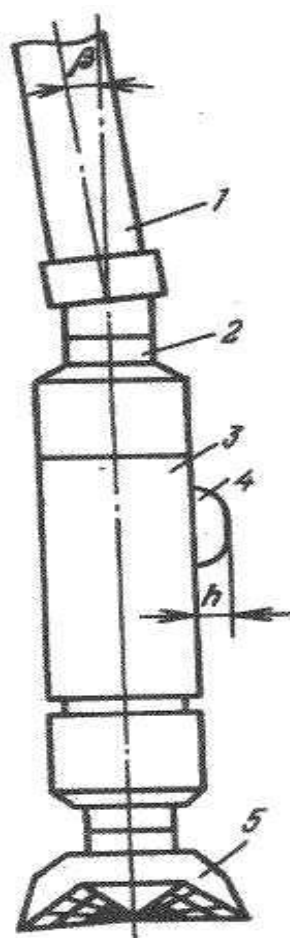


Рисунок 20 – Отклоняющее устройство с накладкой:

1 – бурильные трубы; 2 – кривой переводник; 3 – турбобур;
4 – накладка; 5 – долото

Турбинные отклонители (рис. 21) конструктивно выполняются посредством соединения нижнего узла с верхним узлом через кривой переводник, а валов – через специальный шарнир.

На конусную часть (конусность 1:10) вала отклонителя установлен специальный шарнир. Верхняя секция турбобура-отклонителя представляет собой верхнюю секцию серийного турбобура соответствующего диаметра. Угол искривления кривого переводника $1,5^\circ$.

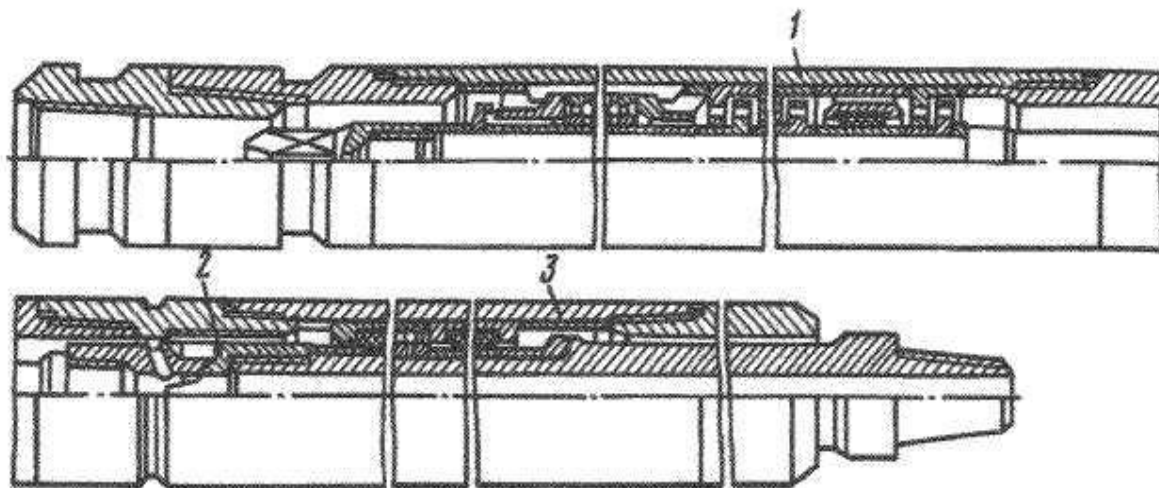


Рисунок 21 – Турбинный отклонитель ТО2:

1 – турбинная секция; 2 – шарнирное соединение; 3 – шпindelная секция

Преимущество этих отклонителей – малое расстояние от долота до точки перегиба, что снижает деформацию этого участка и повышает отклоняющую способность отклонителей. Возможность применения этих отклонителей в секционном исполнении позволяет искусственно искривлять ствол при повышенных вращающем моменте и мощности на валу турбобура, а при сокращении расхода бурового раствора – также и при заниженных частотах вращения долота. Все это улучшает показатели работы долот и повышает эффективность искусственного искривления ствола на больших глубинах. Недостаток турбинных отклонителей – малая стойкость узла искривления соединения валов нижнего и верхнего участков отклонителя.

Эксцентричный ниппель (рис. 22) представляет собой металлическую опору, приваренную к ниппелю турбобура. Металлическая опора может быть облицована резиной. Для обеспечения лучшей проходимости турбобура с эксцентричным ниппелем и долотом по стволу скважины нижний и верхний концы опоры скошены.

Толщина эксцентричного ниппеля может превышать разность радиусов долота и турбобура на 15 мм. Нормальная составляющая веса верхней части турбобура создает момент, под действием которого долото прижимается к верхней стенке ствола и фрезерует его. Вследствие этого с ростом зенитного угла эффективность работы эксцентричного ниппеля по искривлению ствола возрастает.

Турбобур с эксцентричным ниппелем рекомендуется применять для набора зенитного угла в устойчивых породах, где отсутствует опасность заклинивания или прихвата бурильной колонны.

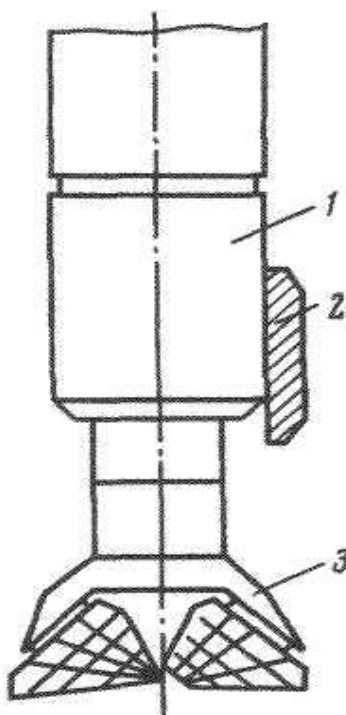


Рисунок 22 – Эксцентричный ниппель:

1 – турбобур; 2 – накладка; 3 – долото

Упругий отклонитель (рис. 23) представляет собой специальную с резиновой рессорой накладку, являющуюся сменной деталью, легко заменяемой при износе. Металлическую накладку приваривают к ниппелю турбобура. Изменяя толщину резиновой рессоры, регулируют интенсивность искривления ствола. Упругий отклонитель можно применять во всех случаях бурения наклонно направленных скважин, в том числе в породах, где

возможны заклинивание и прихват бурильного инструмента и эксцентричный ниппель не может быть использован.

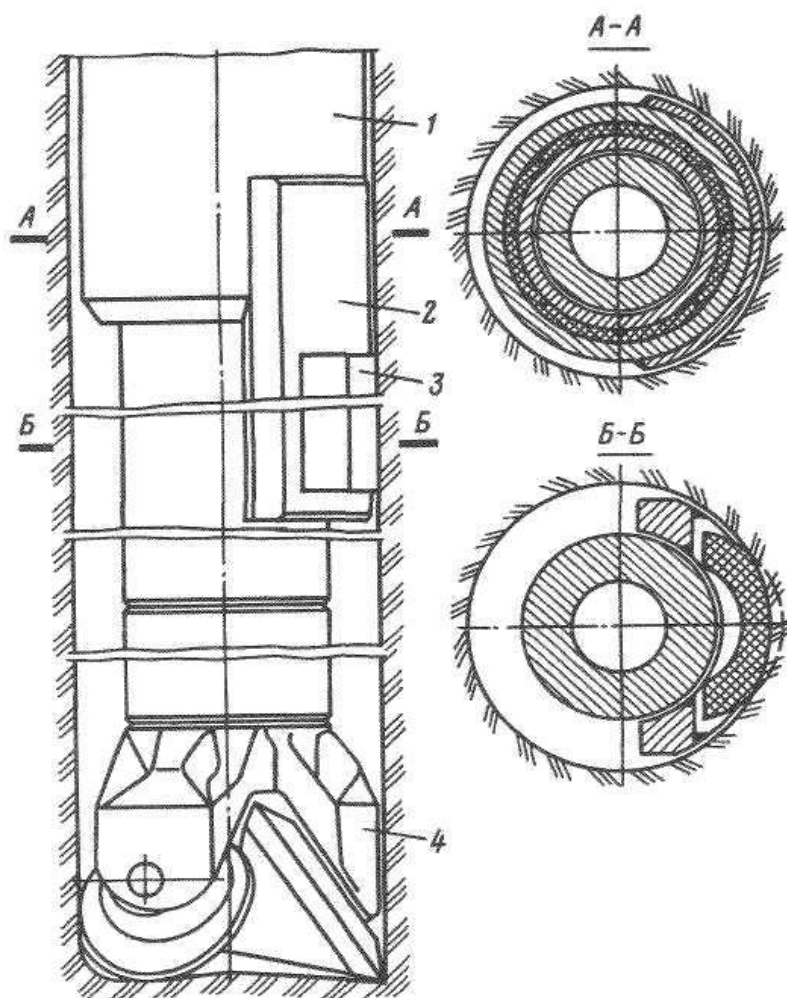


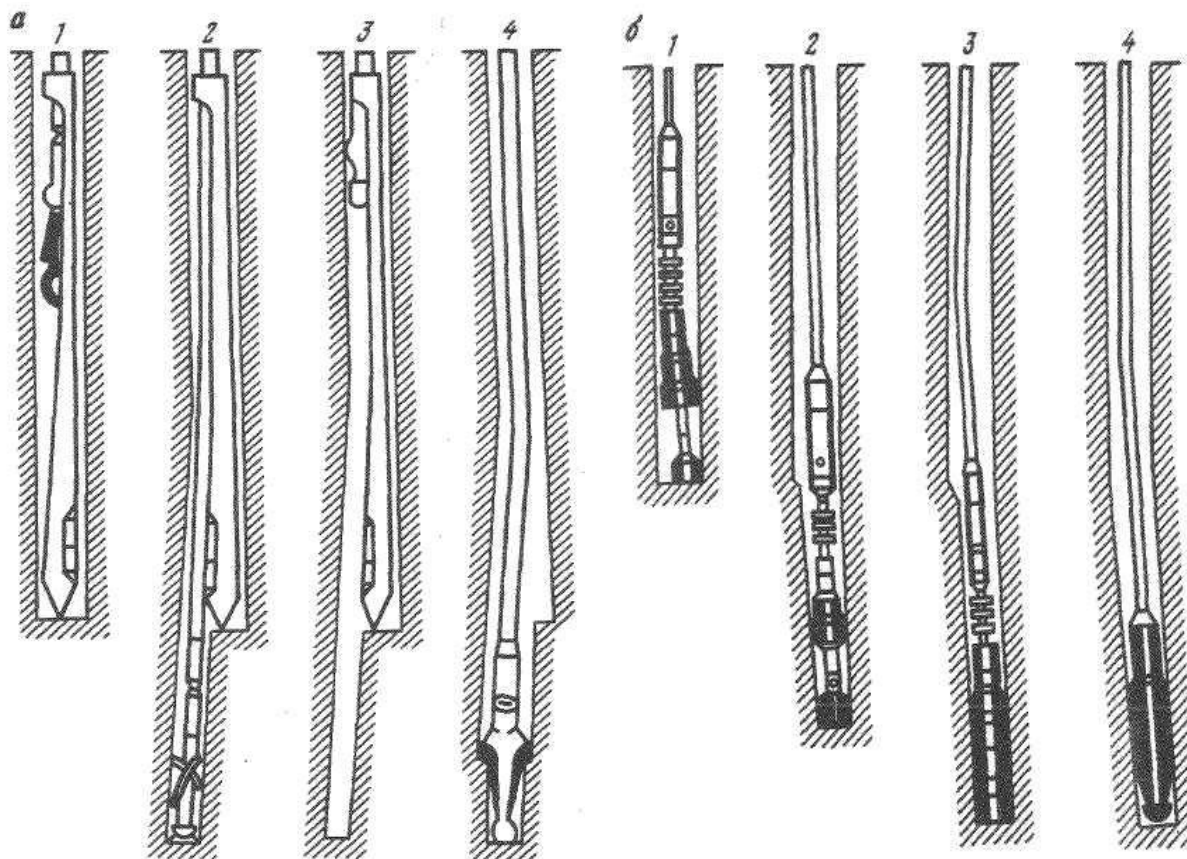
Рисунок 23 – Упругий отклонитель:

1 – турбобур; 2 – отклонитель; 3 – резиновая рессора; 4 – долото

Механизм искривления МИ – отклонитель для бурения наклонно направленных скважин электробуром. В механизме искривления валы двигателя и шпинделя сопрягаются под некоторым углом, что достигается применением зубчатой муфты сцепления.

Отклоняющие приспособления в роторном бурении используются только в начальный момент для придания стволу скважины требуемого направления. Они (рис.24) представляют собой клиновидные устройства с наклонным направлением для долота. Сечение у них V-образное или полукруглое с приспособлениями для крепления в открытом или обсаженном

стволе. Отклонители выполняются несъемными остающимися в скважине, и съемными, извлекаемыми из скважины после забуривания наклонного ствола



протяженностью около 15 м в требуемом направлении.

Рисунок 24 – Типы отклоняющих приспособлений в роторном бурении:

- а* – работа с отклоняющим клином: 1 – установка клина; 2 – забуривание ствола; 3 – извлечение клина; 4 – расширение ствола;
б – работа с шарнирным отклонителем: 1 – установка отклонителя; 2,3 – забуривание ствола; 4 – расширение ствола

Несъемные отклонители (уипстоки) длиной 2,5–4,5 м и диаметром, равным диаметру скважины, применяют в обсаженных скважинах. Уипстоки сверху имеют раструб для направления долота и приспособления для крепления в скважине.

Съемные отклонители в верхней части имеют муфту диаметром, равным диаметру нижней части долота, а в нижней части – остроконечный выступ, врезающийся в породу на забое и препятствующий вращению отклонителя. Отклонитель поднимают из скважины при помощи муфты.

Калибратор – калибрующее и опорно-центрирующее устройство, предназначенное для расширения и калибрования ствола скважины по диаметру долота, центрирования и снижения радиальной вибрации долота и вала забойного двигателя, улучшения условий их работы, а также управления параметрами искривления ствола скважины. Его устанавливают непосредственно над долотом, а при роторном бурении можно устанавливать и между секциями УБТ (рис. 25).

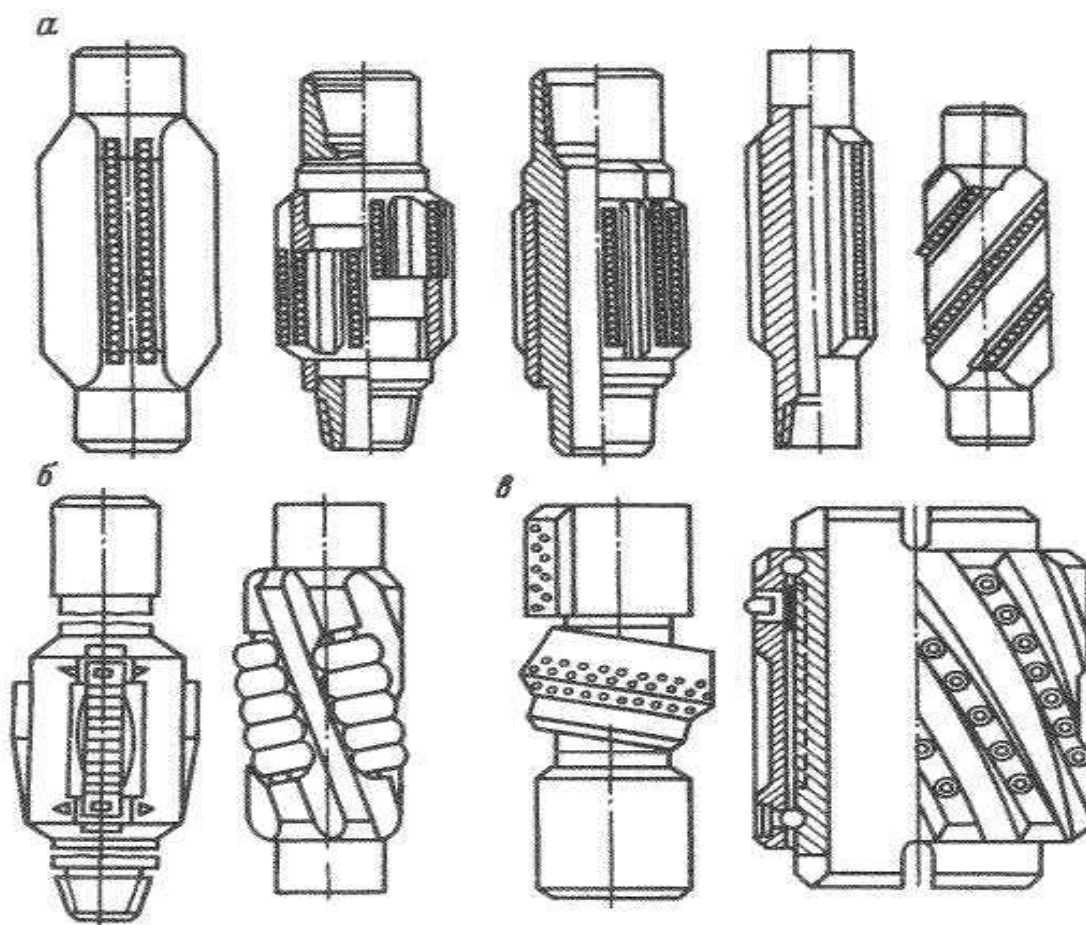


Рисунок 25 – Калибраторы:

а – лопастные; *б* – шарошечные; *в* – на шаровой опоре (РОП и ЦРП)

Необходимость применения калибраторов вызывается тем, что при бурении в твердых породах, согласно экспериментальным исследованиям А.Г.Калинина и других специалистов, формируется ствол, поперечное сечение которого отличается от окружности, имеет форму многоугольника с числом вершин на единицу больше числа шарошек или лопастей долота. При этом диаметр ствола по просвету меньше диаметра использованного долота,

но спуск шарошечного долота по такому стволу протекает нормально в результате проскальзывания шарошек по вершинам полученного многоугольника.

Центратор – опорно-центрирующее устройство, предназначенное для центрирования нижней части бурильной колонны и забойного двигателя с целью стабилизации параметров искривления ствола и управляемого изменения зенитного угла скважины (рис. 26). Они улучшают условия работы долот и забойных двигателей за счет предотвращения возникновения или уменьшения отклоняющей силы на долоте. Центраторы устанавливают на корпусе забойного двигателя или в колонне бурильных труб.

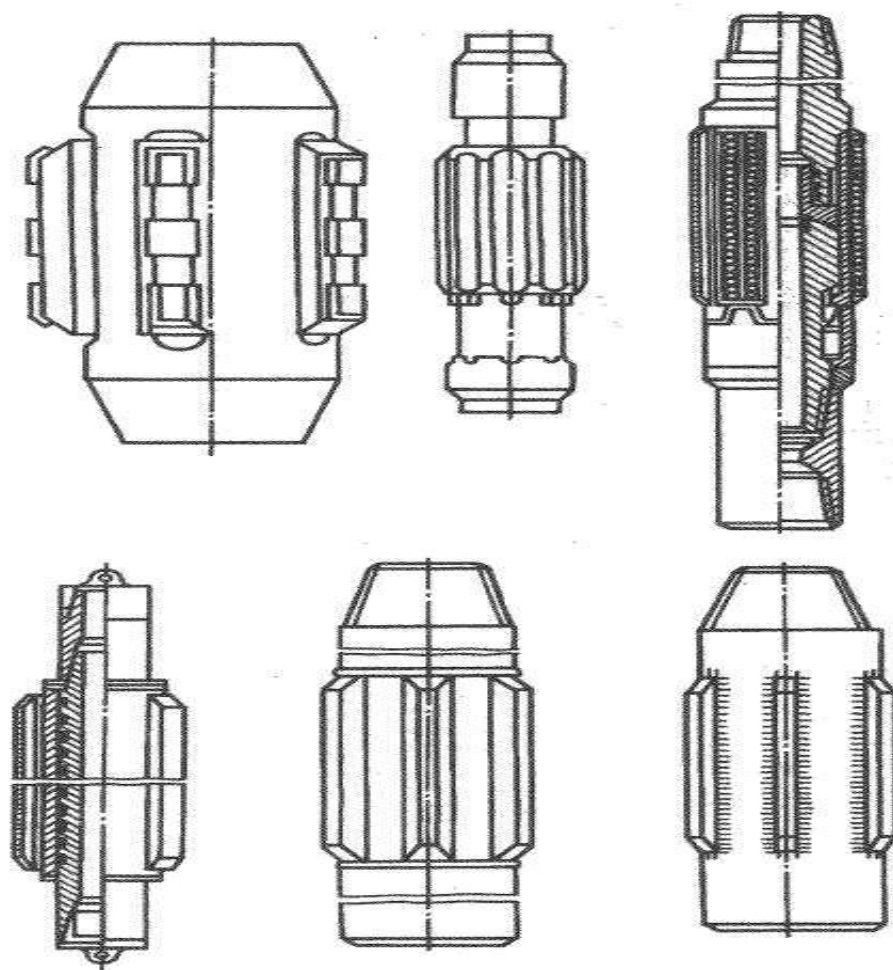


Рисунок 26 – Центраторы

Стибилизатор – опорно-центрирующее устройство, предназначенное для стабилизации параметров искривления ствола и центрирования бурильной колонны (рис. 27). Его устанавливают над калибратором или в колонне бурильных труб.

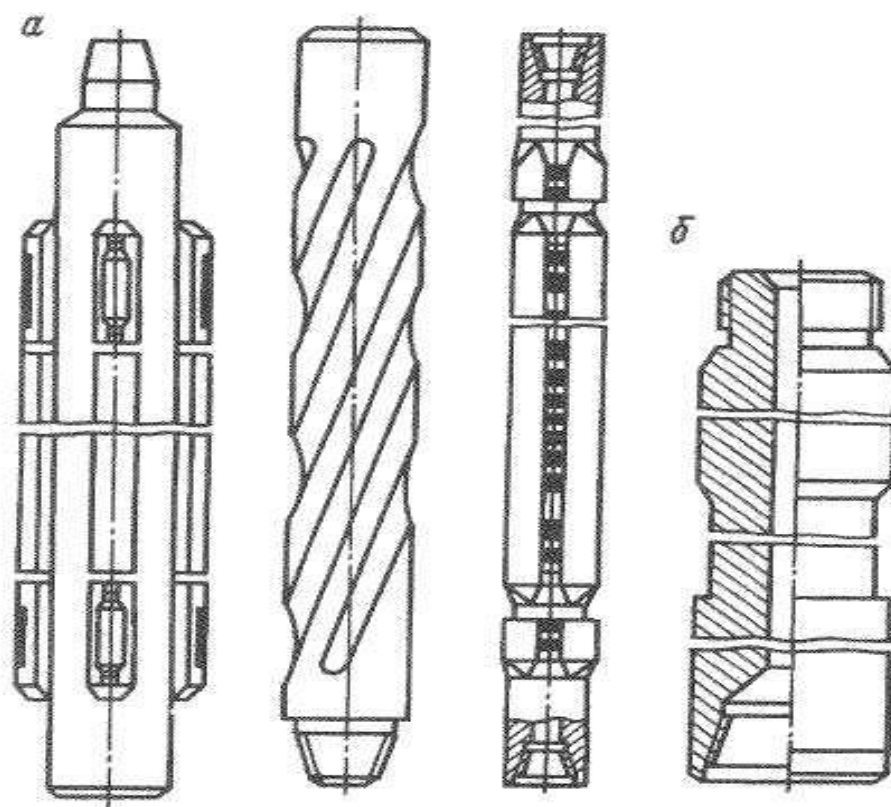


Рисунок 27 – Стабилизирующие устройства:

а – стабилизаторы; *б* – маховик

Децентратор – опорный элемент нижней части бурильной колонны (забойного двигателя, УБТ, бурильных труб) – предназначен для фиксации упругой оси колонны в данной точке над осью ствола скважины. Используется преимущественно в отклоняющих устройствах при бурении горизонтальных скважин.

Вопросы к практическому занятию

1. Что называется маятниковыми и жесткими компоновками?
2. Что относится к отклоняющим устройствам?
3. Что относится к калибрующим и опорно-центрирующим устройствам?

Практическое занятие 7

Расчет маятниковых компоновок низа бурильной колонны

Методика Г. Вудса – А. Лубинского

Рассмотрим сущность этой методики в изложении проф. М. М. Александрова.

Оптимальное положение центратора определяется с помощью безразмерных графиков, которые справедливы для любых сочетаний диаметров долот и УБТ (рис. 19 и 20).

Оптимальным считается такое расстояние от долота до центратора, при котором УБТ на этом участке касаются стенки скважины, не оказывая на нее давления, в то время как нагрузка на долото равна максимально допустимой. Допустимая нагрузка без центратора может быть принята по опыту бурения.

С помощью графиков на рис. 19 (а, б) определяют, на сколько процентов (%) можно увеличить осевую нагрузку на долото при установке центратора без роста угла искривления. Используя график на рис. 20 определяют, на каком расстоянии от долота должен быть установлен центратор, чтобы при данных условиях УБТ не легли на стенку скважины.

При пользовании графиками на рис. 20 и 21 используются следующие обозначения:

m – длина безразмерной единицы: $m = \sqrt[3]{\frac{EJ}{q}}$;

E – модуль упругости первого ряда (Юнга);

J – осевой момент инерции площади поперечного сечения УБТ;

q – вес единицы длины УБТ в жидкости;

α – допустимый угол искривления;

r – радиальный зазор: $r = \frac{D_c - d_n}{2}$;

D_c – диаметр скважины;

d_n – наружный диаметр УБТ, центратора;

S – безразмерный зазор, т.е. отношение зазора по центратору к зазору по УБТ.

x_2 – безразмерная осевая нагрузка на долото:

$$x_2 = \frac{G}{P}, \text{ где } P = \sqrt[3]{EJ \cdot q^2} - \text{вес безразмерной единицы.}$$

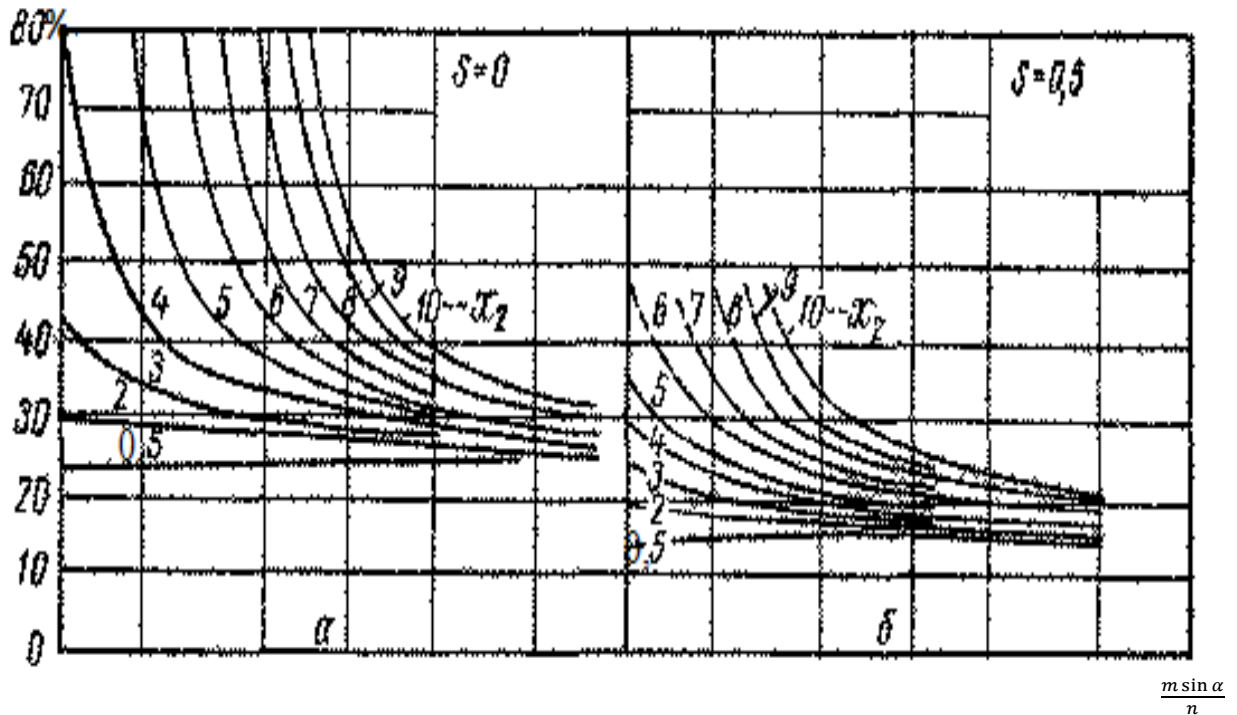


Рисунок 28 – Эффективность установки центратора. Безразмерная диаграмма

Применительно к рис. 10 x_2 определяется по $G = G_{дон.}$ без центратора, а применительно к рис. 28 – по $G_{дон.} + \Delta G$, где ΔG – прирост допустимой нагрузки, найденной с помощью рис. 20.

x_1 – безмерное оптимальное расстояние до центратора.

Для перевода его в метры служит соотношение:

$$l_y = x_1 \cdot m \quad (134)$$

Горизонтальные участки линий на рис. 29 показывают, что при соответствующих значениях $\frac{m \cdot \sin \alpha}{r}$ и данном x_2 УБТ не касаются стенки скважины.

Штриховые участки горизонтальных линий соответствуют спиральному продольному изгибу и результаты, полученные в области этих пунктирных участков кривых, не имеют смысла.

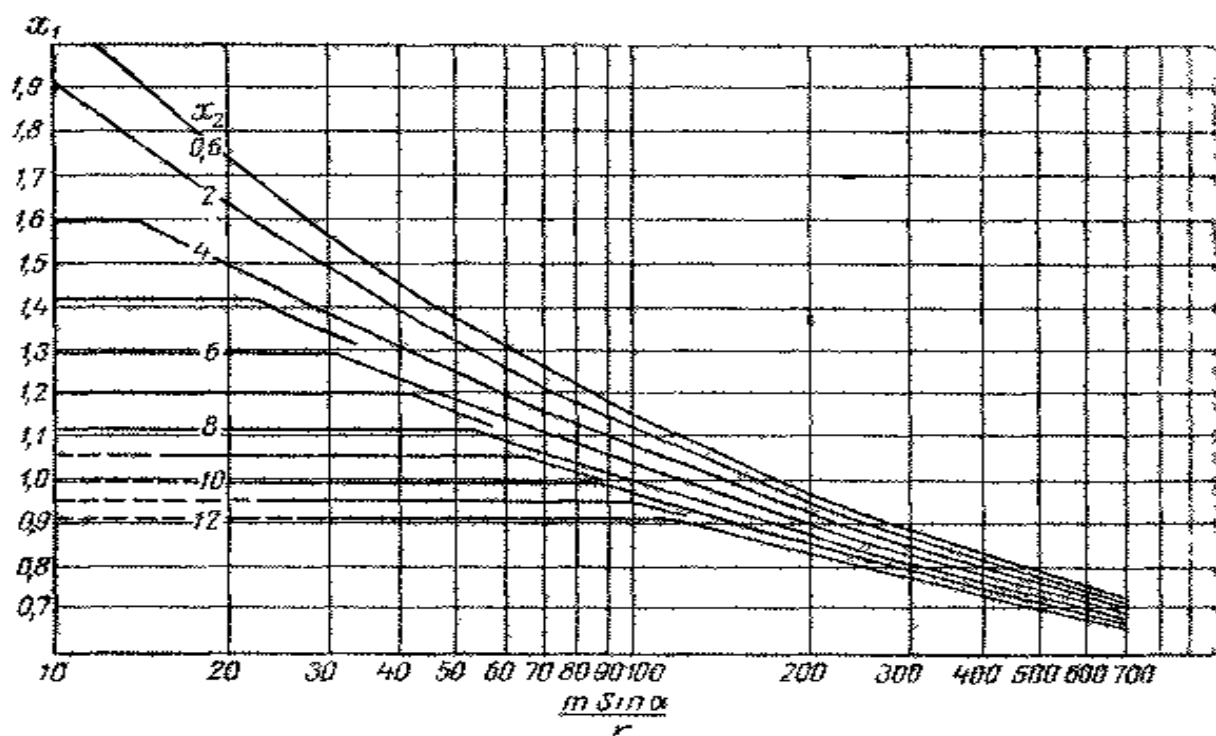
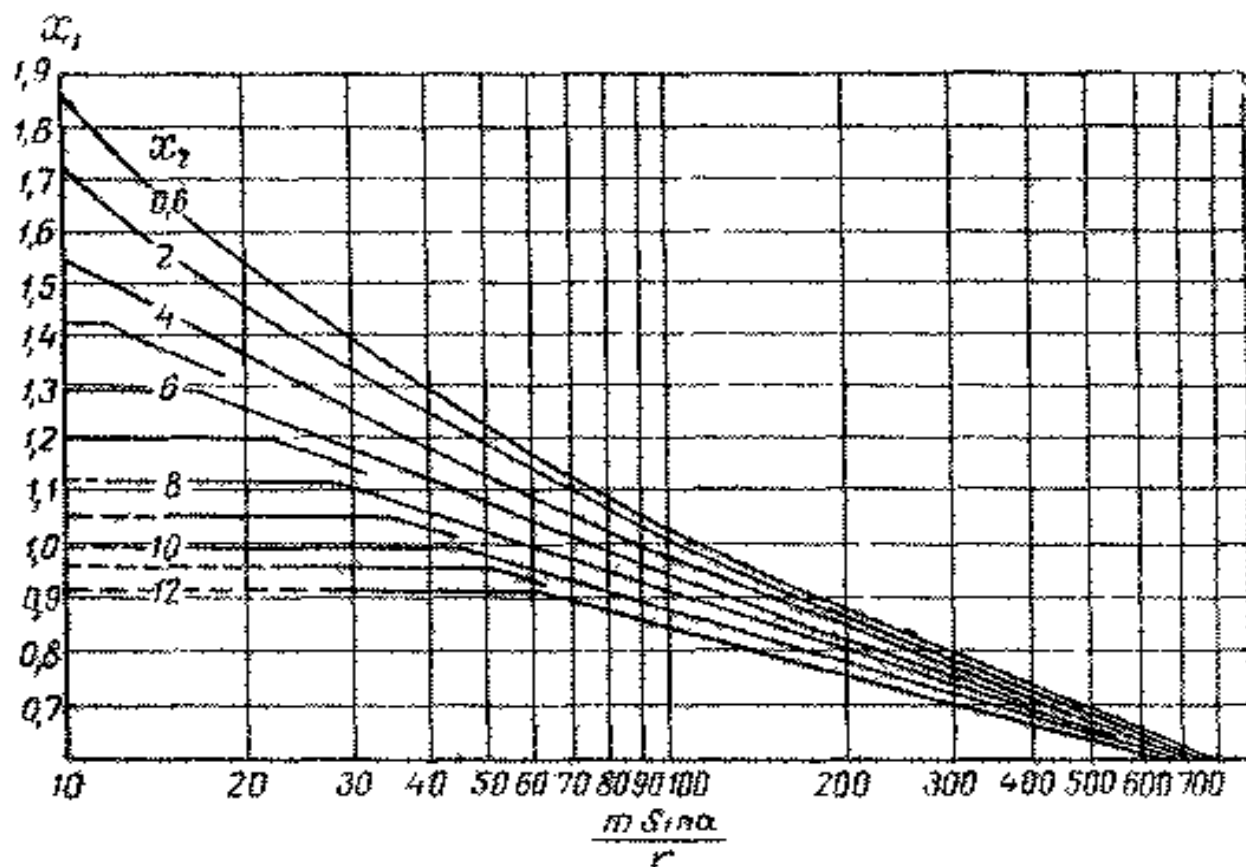


Рисунок 29 – Идеальное положение центратора. Безразмерная диаграмма.

Центратор необходимо устанавливать на расчетном расстоянии от долота или ближе к долоту, но не более 5 – 10 %.

Если $0 < S < 0,5$, искомую величину определяют при $S = 0$ и при $S = 0,5$, а затем производят линейную интерполяцию.

Определение оптимального положения центратора с учетом фрезерующей способности долота

Реальные буровые долота (лопастные, шарошечные) обладают неодинаковой способностью эффективно разрушать породу в осевом и поперечном направлении. Это различие характеризуется коэффициентом боковой фрезерующей способности k . В табл. 38 приведены численные значения коэффициента k по данным работ

Таблица 38 – Значения коэффициентов боковой фрезерующей способности долот

Диаметр долота, мм	139,7	190,5	215,9	244,5	269,9	295,3	349,2	393,7
Тип долота:								
Трехшарошечное	0,190	0,220	0,236	0,262	0,265	0,284	0,316	0,337
Одношарошечное	0,251	0,295	—	—	—	—	—	—

Критерием расчета маятниковых компоновок нижней части бурильной колонны при условии, что долото неодинаково эффективно разрушает горную породу в осевом и поперечном направлениях, является минимум полного траекторного угла (угол между касательной к траектории долота и вертикалью) мгновенного перемещения долота и КНБК.

Задания для работы на занятии

Порядок расчета по методике Г. Вудса – А. Лубинского следующий:

1. Найти длину m и вес безразмерной единицы P .
2. Перевести допустимую осевую нагрузку в безразмерные единицы и найти соответствующую линию x_2 на рис. 28.
3. Вычислить радиальный зазор по УБТ r и по центратору r_y (если последний не задан равным нулю) и найти фактический безразмерный зазор S_ϕ .

4. Вычислить параметр $\frac{m \cdot \sin \alpha}{r}$ по величине α и нанести соответствующую точку на ось абсцисс графика на рис. 28.

5. Найти прирост допустимой нагрузки при $S = 0$ и $S = 0,5$, а затем, интерполируя, получить искомую величину при $S = S_{\phi}$.

6. Определить допустимую нагрузку при работе с центратором и найти соответствующую линию на рис. 29.

7. Нанести точку $\frac{m \cdot \sin \alpha}{r}$ на ось абсцисс рис. 29, а затем определить безразмерное расстояние до центратора при $S = 0$; $S = 0,5$ и $S = S_{cp}$.

8. Перевести найденное безразмерное расстояние в метры.

Графики на рис. 20 и 21 имеют по оси абсцисс логарифмическую шкалу.

Для более точного нанесения точки, соответствующей определенному значению $\frac{m \cdot \sin \alpha}{r}$, можно использовать соотношение:

$$l_x = l \frac{\lg x - \lg a}{\lg A - \lg a}, \quad (135)$$

где l_x – искомое расстояние по оси абсцисс от левой границы графика до наносимой точки в мм; l – расстояние между крайними ординатами графика, мм; x – число, соответствующее наносимой точке; a – число, стоящее у крайней левой ординаты графика; A – число, стоящее у крайней правой ординаты графика.

Если на графике отсутствует линия x_2 , в точности соответствующая требуемой нагрузке, необходимо производить интерполяцию.

Недостатком данной методики является то, что задача решена для долота, способного разрушать породу по всем направлениям одинаково, т. е. когда коэффициент боковой фрезерующей способности $\kappa = 1$.

Известны аналитические способы определения l_{η} [16]. В указанной работе В. Г. Григулецкого критерием расчета маятниковых КНБК при условии, что $\kappa = 1$, также является минимумом угла наклона силы, действующей на долото.

Для определения оптимальной длины УБТ между долотом и центратором служит формула:

$$l_y = \sqrt{\frac{C_1}{2A_1} + \sqrt{\left(\frac{C_1}{2A_1}\right)^2 + \frac{B_1}{A_1}}},$$

$$A_1 = \frac{1}{16} \frac{q_1 \sin \alpha}{EJ_1} + \frac{19}{560} \cdot \frac{q_1 \omega^2 r_1}{gEJ_1};$$

$$B_1 = \frac{6}{5} r_1, \quad C_1 = \frac{3}{8} \frac{q_1 \sin \alpha}{G} + \frac{39}{280} \frac{q_1 \omega^2 r_1}{gG} - \frac{1}{40} \frac{Gr_1}{EJ_1};$$
(136)

где q_1 – вес одного метра УБТ в жидкости, Н/м; α – зенитный угол ствола скважины, град; E – модуль Юнга, Н/м²; J_1 – осевой момент инерции поперечного сечения УБТ, м⁴; ω – угловая скорость вращения, $\omega = \frac{\pi n}{30}$, с⁻¹; g – ускорение свободного падения, м/с²; r_1 – радиальный зазор между центратором и стенкой скважины, $r_1 = 0,5(D_d - D_y)$, м; G – осевая нагрузка на долото, Н.

Расчетная формула для определения l_y с учетом фрезерующей способности долота имеет вид:

$$l_y = \sqrt{\frac{C_2}{2A_2} + \sqrt{\left(\frac{C_2}{2A_2}\right)^2 + \frac{B_2}{A_2}}},$$

$$\text{где } A_2 = \frac{1}{16} \frac{q_1 \sin \alpha}{EJ_1} + \frac{19}{560} \cdot \frac{q_1 \omega^2 r_1}{gEJ_1};$$

$$B_2 = r_1(1,5 - 0,3 \cdot \kappa), \quad C_2 = K \left[\frac{3}{8} \frac{q_1 \sin \alpha}{G} + \frac{39}{280} \frac{q_1 \omega^2 r_1}{gG} \right] - \frac{1}{40} \cdot \frac{Gr_1}{EJ_1}$$
(137)

Вопросы к практическому занятию

1. В чем заключается методика Г. Вудса – А. Лубинского?
2. В чем заключается методика определения оптимального положения центратора с учетом фрезерующей способности долота?
3. Что является недостатком методики Г. Вудса – А. Лубинского?

Практическое занятие 8

Расчет жестких компоновок низа бурильной колонны

Определение расстояния между наддолотным калибратором и первым центратором

Критерием расчета жесткой компоновки при условии, что долото обладает одинаковой способностью эффективно разрушать горную породу в осевом и поперечном направлениях ($\kappa = 1$), является минимум угла наклона долота относительно оси скважины.

Искомое расстояние между наддолотным калибратором и первым снизу центратором

$$l_{u_1} = \sqrt{-\frac{B_1}{2A_1} + \sqrt{\left(\frac{B_1}{2A_1}\right)^2 + \frac{C_1}{A_1}}},$$
$$\text{где } A_1 = \frac{1}{8} \frac{q_1 \sin \alpha}{EJ_1} + \frac{19}{280} \cdot \frac{q_1 \omega^2 r_1}{gEJ_1}; \quad (138)$$

$$B_1 = \frac{1}{20} \cdot \frac{G \cdot r_1}{EJ_1}; \quad C_1 = 3r_1;$$

где r_1 – радиальный зазор: $r_1 = \frac{D_{\dot{a}} - D_{\dot{o}}}{2}$; остальные величины известны из предыдущего

С учетом боковой фрезерующей способности долота ($0 < \kappa < 1$) критерием расчета является условие минимума полного траекторного угла.

Расчетная формула имеет вид:

$$l_{y_1} = \sqrt{-\frac{B_2}{2A_2} + \sqrt{\left(\frac{B_2}{2A_2}\right)^2 + \frac{C_2}{A_2}}},$$

$$\text{где } A_2 = \frac{1}{16} \frac{q_1 \sin \alpha}{EJ_1} + \frac{19}{560} \cdot \frac{q_1 \omega^2 r_1}{gEJ_1}; \quad (139)$$

$$B_2 = \frac{1}{40} \cdot \frac{G \cdot r_1}{EJ_1} - \kappa \left[\frac{3}{8} \frac{q_1 \sin \alpha}{EJ_1} + \frac{39}{280} \frac{q_1 \omega^2 r_1}{gEJ_1} \right];$$

$$C_2 = r_1(0,3k - 1,5); \quad r_1 = 0,5(D_{\text{д}} - D_{\text{у}})$$

Определение положения второго центратора

Место установки второго центратора, т.е. расстояние между первым и вторым центраторами, при условии, что УБТ между ними касаются стенки, а это является условием вписываемости КНБК в ствол скважины, определяется по формуле:

$$l_{y_2} = \left[\frac{\mu^2}{8\pi^2} + \sqrt{\frac{\mu^4}{64\pi^4} + \frac{\gamma \sin \alpha}{384 \cdot \Delta r} + \left(\frac{16\pi^2 + 768}{12228\pi^2} \right) \beta} \right]^{-0,5}, \quad (140)$$

где $\mu^2 = \frac{F}{EI_2}$; $\gamma = \frac{q_2}{EI_2}$; $\beta = \frac{q_2 \omega^2}{gEJ_2} = \gamma \frac{\omega^2}{g}$; $\Delta r = r - r_1 = 0,5(D_{\text{у}} - D_{\text{н}})$; r –

ради-альный зазор между УБТ и стенками скважины на участке между центраторами ($r = \frac{D_{\text{д}} - D_{\text{н}}}{2}$), r_1 – зазор между вторым центратором и стенкой

скважины ($r_1 = \frac{D_{\text{д}} - D_{\text{у}}}{2}$); $F = G - q_1 \cdot l_{y_1} \cdot \cos \alpha$; J_2 – осевой момент инерции

площади поперечного сечения УБТ между центраторами. Остальные величины известны из предыдущего.

Задания для работы на занятии

Порядок расчета жестких компоновок следующий:

1. Найти расстояние между наддолотным калибратором и первым снизу центратором l_{y_1} при коэффициенте боковой фрезерующей способности

долота $k = 1$ и с учетом боковой фрезерующей способности долота. Для этого необходимо определить коэффициенты A_1, B_1, C_1 и A_2, B_2, C_2 соответственно. Сравнить влияние боковой фрезерующей способности долота на искомую величину.

2. Определение расстояния между первым и вторым центраторами $l_{ц2}$ по формуле (31).

Вопросы к практическому занятию

1. Область применения жестких компоновок.
2. Как определяется расстояние между наддолотным калибратором и первым снизу центратором $l_{ц1}$?
3. Как определяется расстояние между первым и вторым центраторами $l_{ц2}$?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 9

Требования к разработке технологического регламента

Технологический регламент (ТР) распространяется на разработку мероприятий и выполнение работ, направленных на безопасную эксплуатацию ОПО.

ТР на стадии проектирования и строительства, а также реконструкции разрабатывается проектной организацией. ТР на ОПО, находящийся в эксплуатации, может разрабатываться эксплуатирующей организацией.

ТР является основным технологическим документом и определяет технологию ведения процесса или отдельных его стадий (операций), режимы и рецептуру производства продукции, показатели качества продукции, безопасные условия работы в соответствии с действующими нормативными техническими документами.

ТР должен обеспечивать безопасные условия работы, эксплуатацию

оборудования в паспортном режиме, экономичное ведение процесса, заданное качество продукции.

Ответственным за соблюдение требований ТР является технический руководитель эксплуатирующей организации.

ТР разрабатывается на каждый технологический процесс. Допускается разрабатывать единый ТР на ОПО в целом либо на несколько ОПО, связанных единым технологическим процессом.

При проведении опытной эксплуатации, опробования нового оборудования на действующем ОПО с утвержденными ТР разрабатывается отдельный ТР.

Разрешается разработка дополнений к действующему ТР. Вопрос разработки отдельного ТР или дополнения к действующему ТР решает организация, утверждающая ТР.

ТР, разработанный в эксплуатирующей организации, подлежит согласованию с соответствующими техническими службами и утверждается техническим руководителем эксплуатирующей организации.

ТР разрабатывается на срок, равный 5 годам.

При наличии изменений и дополнений, внесение которых не затрудняет пользование ТР, или при их отсутствии срок действия ТР продлевается еще на 5 лет, но не более одного раза.

По истечении двух пятилетних сроков ТР подлежит обязательному пересмотру. Согласование пересмотренного ТР проводится в организации в соответствующих технических службах и утверждается главным инженером (техническим директором) организации.

ТР пересматривается досрочно в случае:

- введения в действие федеральными органами исполнительной власти новых положений и ограничений, которые противоречат пунктам или разделам ТР;
- аварий, происшедших по причине недостаточного отражения в ТР безопасных условий эксплуатации;

– наличия принципиальных изменений в технологии, аппаратном оформлении, внесение которых в ТР потребует изменения значительного количества разделов и пунктов ТР.

Текстовая часть ТР оформляется на формате А4.

Каждому ТР присваивается номер или обозначение в порядке, принятом в организации.

Утвержденный ТР хранится в техническом отделе организации. Копии и выписки из ТР, заверенные техническим отделом организации, передаются для руководства и ведения технологического режима руководителям установок, а также другим заинтересованным организациям.

В действующий ТР могут вноситься изменения и дополнения, связанные с изменением качества сырья, необходимостью изменения нагрузок, режимов, замены оборудования.

При реконструкции и техническом перевооружении разрабатывается новый ТР.

Изменения и дополнения подлежат согласованию с теми техническими службами организации, которые имеют непосредственное отношение к ним, и утверждаются главным инженером (техническим руководителем) организации.

Вопросы к практическому занятию

1. Срок действия технологического регламента
2. Порядок оформления и хранения технологического регламента
3. Порядок внесения изменений и дополнений в технологический регламент.

Список литературы

Основная литература

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для студентов вузов. – В 5 т. Т. 2 / под общ. ред. В.П. Овчинникова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 484 с.
2. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А.С. Повалихин [и др.]. - Москва: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011

Дополнительная литература

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности": Утв. Ростехнадзором России, приказ №534 от 15.12.2020 г.
2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: [Текст] учеб. для вузов /А. Н. Попов, А. И. Спивак, Т. О. Акбулатов и др.; под общей ред. А. И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
3. Бурение наклонных и горизонтальных скважин : справочник / А. Г.Калинин [и др.]. - Москва: Недра, 1997.
4. Балаба В.И. Строительство скважин. Требования промышленной безопасности: Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. – 2005. – 188с.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания
по организации и проведению самостоятельной работы по дисциплине
«Строительство горизонтальных и многоствольных скважин»
для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии
специализации «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»

Ставрополь 2026

Цель методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин образовательной программы (далее ОП).

2. Создания в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, ее назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов
3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. Требования к условиям реализации ОП:

- требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки бакалавра, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим ФГОС ВО;

- в программу специалитета входит «Дисциплины (модули)», который включает дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы и дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений. Дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы специалитета, являются обязательными для освоения обучающимся вне зависимости от направленности (профиля) программы специалитета, которую он осваивает. Набор дисциплин (модулей), относящихся к обязательной части программы специалитета, вуз определяет самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. Дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений определяют направленность (профиль) программы специалитета. Набор дисциплин (модулей), относящихся к части, формируемой участниками образовательных отношений, определяет вуз самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. После выбора обучающимся направленности (профиля) программы, набор соответствующих дисциплин (модулей) становится обязательным для освоения обучающимся;

- максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Помещения для самостоятельной работы обучающихся должны быть оснащены компьютерной техникой с возможностью подключения к сети «Интернет» и обеспечением доступа в электронную информационно-образовательную среду организации. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем дисциплинам и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля.

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

- в рабочем учебном плане,
- в рабочих программах учебных дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

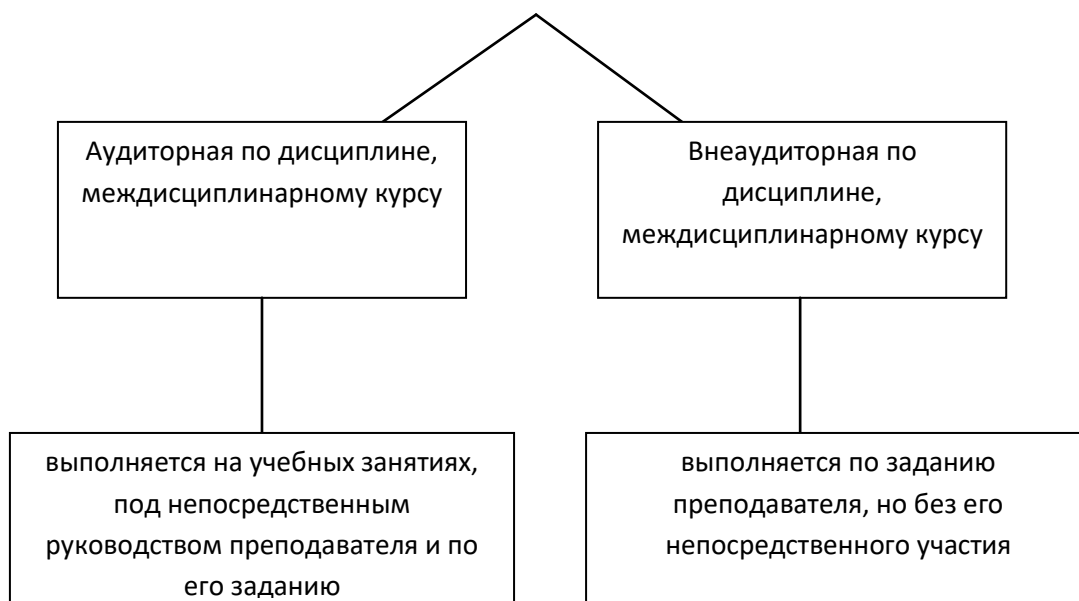
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

Внеаудиторная самостоятельная работа – планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

В учебном процессе образовательного учреждения выделяются два вида самостоятельной работы:



3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет-конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- сформированность общеучебных умений;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;

- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям;
2. Подготовка к практическим занятиям;
- 3 Самостоятельное изучение учебной литературы.

Перечень основной литературы:

1. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А.С. Повалихин [и др.]. - Москва: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011.
2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. В 5 томах. Т.1 Электронный ресурс : Учебник для студентов вузов / С. В. Сенюшкин [и др.] ; ред. В. П. Овчинникова. - Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2017. - 576 с. - Книга находится в премиум-версии ЭБС IPR BOOKS. - ISBN 978-5-9961-1328-6.

Перечень дополнительной литературы:

1. Булатов А.И. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие / А.И. Булатов, Е.Ю. Проселков, Ю.М. Проселков. - Краснодар: Сов.Кубань, 2008.
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности": Утв. Ростехнадзором России, приказ №534 от 15.12.2020 г.
3. Балаба В.И. Безопасность технологических процессов бурения скважин: Учебное пособие: В 2 частях. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – ч.1. – 296с.
4. Бурение наклонных и горизонтальных скважин : справочник / А. Г.Калинин [и др.]. - Москва: Недра, 1997.
5. Геонавигация скважин : учебное пособие для вузов / В. В.Кульчицкий [и др.]. - Москва: МАКС Пресс, 2008.

Перечень учебно-методического обеспечения самостоятельной работы обучающихся по дисциплине:

1. электронный курс лекций;
2. методические указания по выполнению практических занятий (электронная версия);

Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины:

1. <http://eLibrary.ru/> - Научная электронная библиотека

2. wwwURL: <http://www.biblioclub.ru/> - Электронная библиотечная система «Университетская библиотека онлайн»
3. wwwURL: <http://e.lanbook.com/> - Электронно-библиотечная система «Издательство «Лань».