

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Институт природных ресурсов
Кафедра бурения скважин



Геонавигация в бурении

Курс лекций

**Автор: Епихин А.В.
ст. преп. каф. бурения скважин**

Томск-2016 г.



Тема №3

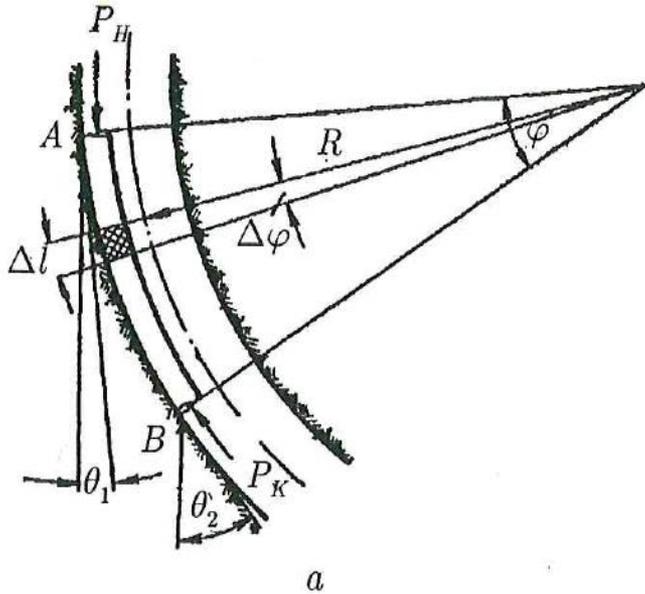
Параметры проектирования наклонно-направленных скважин и вписываемость КНБК.



Определение нагрузок на забое скважины

Интервал набора угла

$$P_k = P_H \cdot e^{-\mu \cdot (\theta_2 - \theta_1)} + q \cdot R [\sin(\theta_2 + 2 \cdot \gamma) - \sin(\theta_1 + 2 \cdot \gamma) \cdot e^{-\mu \cdot (\theta_2 - \theta_1)}] \cdot \left(1 - \frac{\rho_{бр}}{\rho_{бт}} \right)$$



где P_H – нагрузка от колонны бурильных труб на вышележащем интервале, кН;

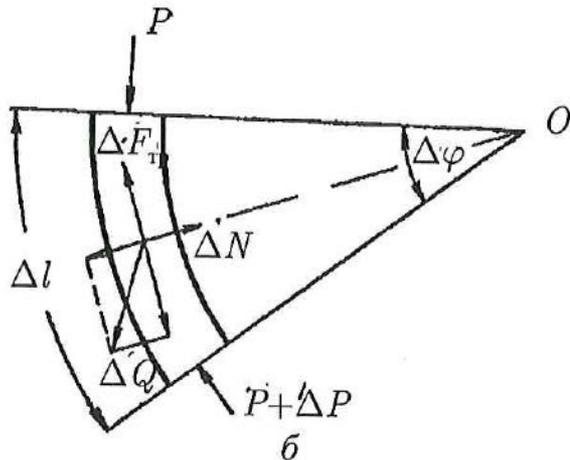
μ – коэффициент трения;

R – радиус кривизны интервала;

θ_2 – зенитный угол в конце интервала;

θ_1 – зенитный угол в начале интервала;

γ – угол трения.



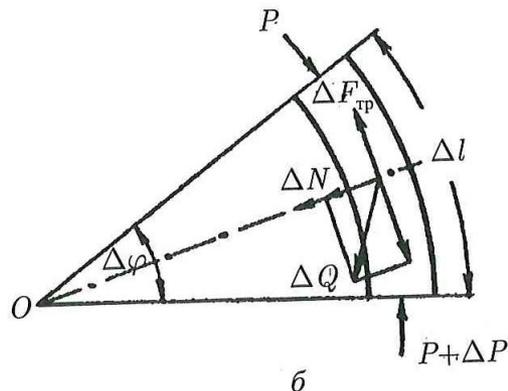
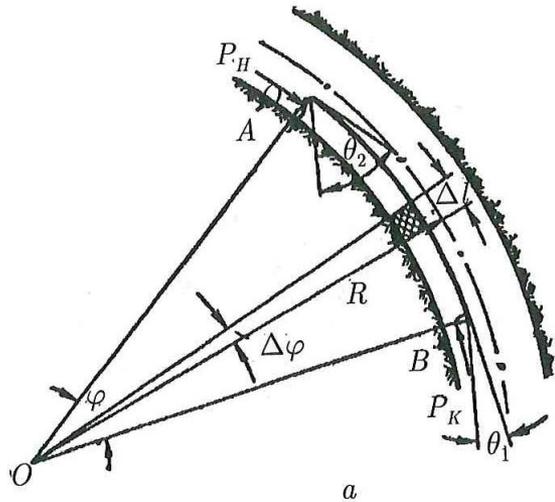
$$\gamma = \arctg \mu$$



Определение нагрузок на забое скважины

Интервал снижения угла

$$P_k = P_H \cdot e^{-\mu \cdot (\theta_1 - \theta_2)} + q \cdot R [\sin(\theta_1 - 2 \cdot \gamma) \cdot e^{-\mu \cdot (\theta_1 - \theta_2)} - \sin(\theta_2 - 2 \cdot \gamma)] \cdot \left(1 - \frac{\rho_{бр}}{\rho_{бт}} \right)$$



где P_H – нагрузка от колонны бурильных труб на вышележащем интервале, кН;

μ – коэффициент трения;

R – радиус кривизны интервала;

θ_2 – зенитный угол в конце интервала;

θ_1 – зенитный угол в начале интервала;

γ – угол трения.

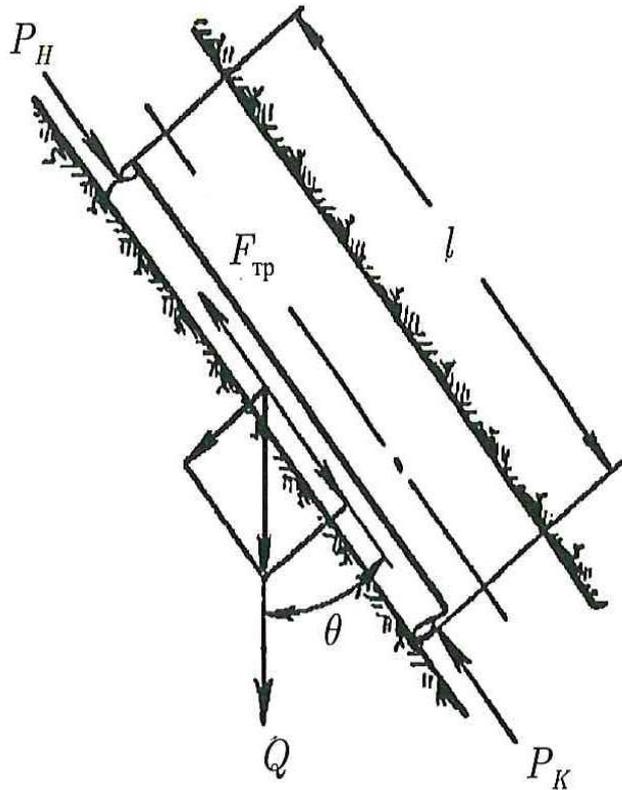
$$\gamma = \arctg \mu$$



Определение нагрузок на забое скважины

Интервал стабилизации угла

$$P_K = P_H + q \cdot l [\cos \theta - \mu \cdot \sin \theta] \cdot \left(1 - \frac{\rho_{бр}}{\rho_{бт}} \right)$$



где P_H – нагрузка от колонны бурильных труб на вышележащем интервале, кН;

μ – коэффициент трения;

l – длина интервала;

θ – зенитный угол на интервале.



Нагрузки на крюке при подъеме инструмента

Интервал набора угла

$$P_H = P_K \cdot e^{\mu \cdot \varphi} + q \cdot R[\sin(\varphi + \theta_1 + 2 \cdot \gamma) \cdot e^{\mu \cdot \varphi} - \sin(\theta_1 + 2 \cdot \gamma)] \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{бп}}}{\rho_{\text{бт}}}\right)$$

Интервал снижения угла

$$P_H = P_K \cdot e^{\mu \cdot \varphi} + q \cdot R[\sin(\varphi - \theta_1 + 2 \cdot \gamma) \cdot e^{\mu \cdot \varphi} - \sin(2 \cdot \gamma - \theta_1)] \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{бп}}}{\rho_{\text{бт}}}\right)$$

Интервал стабилизации угла

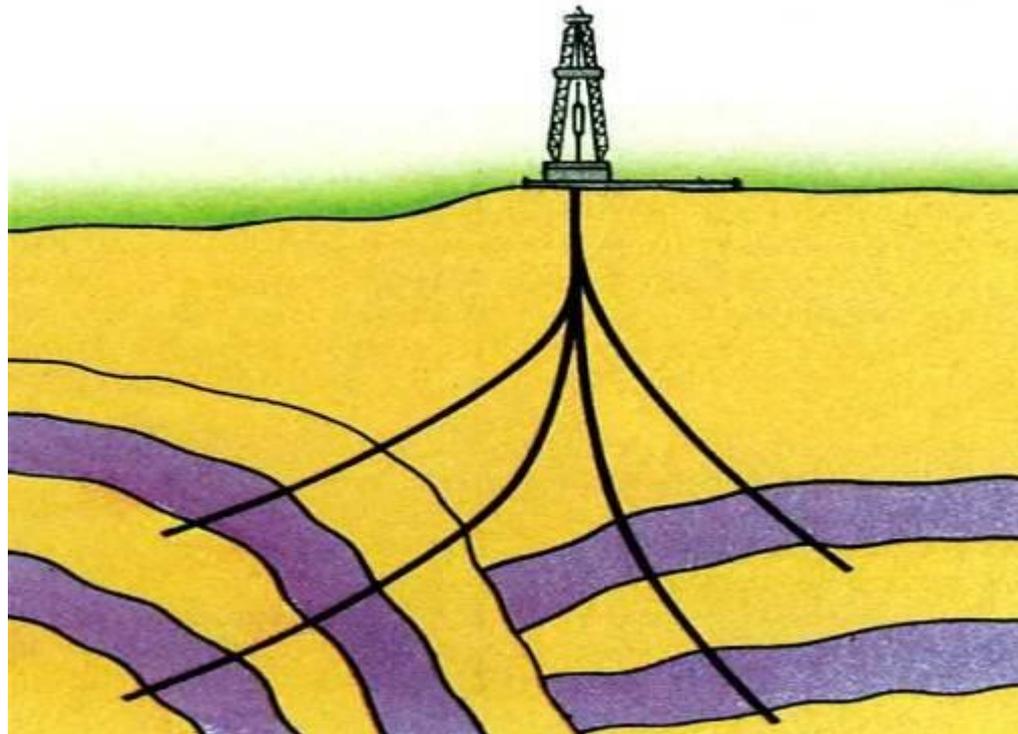
$$P_k = P_K + q \cdot l[\cos \theta + \mu \cdot \sin \theta] \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{бп}}}{\rho_{\text{бт}}}\right)$$





Взаимодействие бурильной колонны со стенками скважины

- Снижение осевой нагрузки на долото;
- Увеличение отбора мощности на вращение колонны;
- Возникновение желобных выработок;
- Увеличение нагрузки на крюке при подъеме инструмента.





Взаимодействие бурильной колонны со стенками скважины

Силы сопротивления при осевом перемещении колонны

При движении вверх

$$T_{\text{ВВ}} = B \cdot \left(\frac{e^{\varphi f} - 1}{\varphi \cdot f} - 1 \right) + Q \cdot (e^{\varphi f} - 1)$$

При движении вниз

$$T_{\text{ВВ}} = B \cdot \left(1 - \frac{e^{\varphi f} - 1}{\varphi \cdot f \cdot e^{\varphi f}} \right) + Q \cdot \left(\frac{e^{\varphi f} - 1}{e^{\varphi f}} \right)$$

$$B = q \cdot l \cdot \cos \theta_c \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{бр}}}{\rho_{\text{бт}}} \right)$$

B – прирост нагрузки от веса колонны на интервале, кН;

θ_c – средний зенитный угол на интервале.

Q – нагрузка от веса бурильных труб на вышележащем интервале;

φ – сумма приращений искривления на участках интервала ствола (суммарный угол охвата криволинейного ствола бурильной колонной);

f – коэффициент сопротивления.



Взаимодействие бурильной колонны со стенками скважины

Фактическая осевая нагрузка на долото

1 случай: В процессе бурения вес растянутой части (B_p) бурильной колонны соизмерим с общей нагрузкой от веса колонны без УБТ или с УБТ малой

$$P_{\text{д}} = B_{\text{сж}} \cdot \frac{e^{\varphi \cdot f} - 1}{\varphi \cdot f \cdot e^{\varphi \cdot f}}$$
$$B_{\text{сж}} = G - B_p$$
$$B_p = q \cdot l \cdot \cos \theta_p$$

2 случай: Если вес растянутой части колонны не определяли, то его определяют по индикатору веса

$$P_{\text{д}} = (\Pi - T_{\text{вн}}) \cdot \frac{\tau}{2\tau - 1}$$
$$\Pi = Q_0 - Q_б$$
$$\tau = \frac{Q_0 - G_{\text{ТС}}}{Q_{\text{ВВ}} - G_{\text{ТС}}}$$

G – собственный вес бурильной колонны, кг;

τ – коэффициент, учитывающий действие осевых сил;

Q_0 – нагрузка на талевую систему в состоянии покоя;

$Q_б$ – нагрузка на талевую систему в процессе бурения;

$Q_{\text{ВВ}}$ – нагрузка на талевую систему при движении колонны вверх;

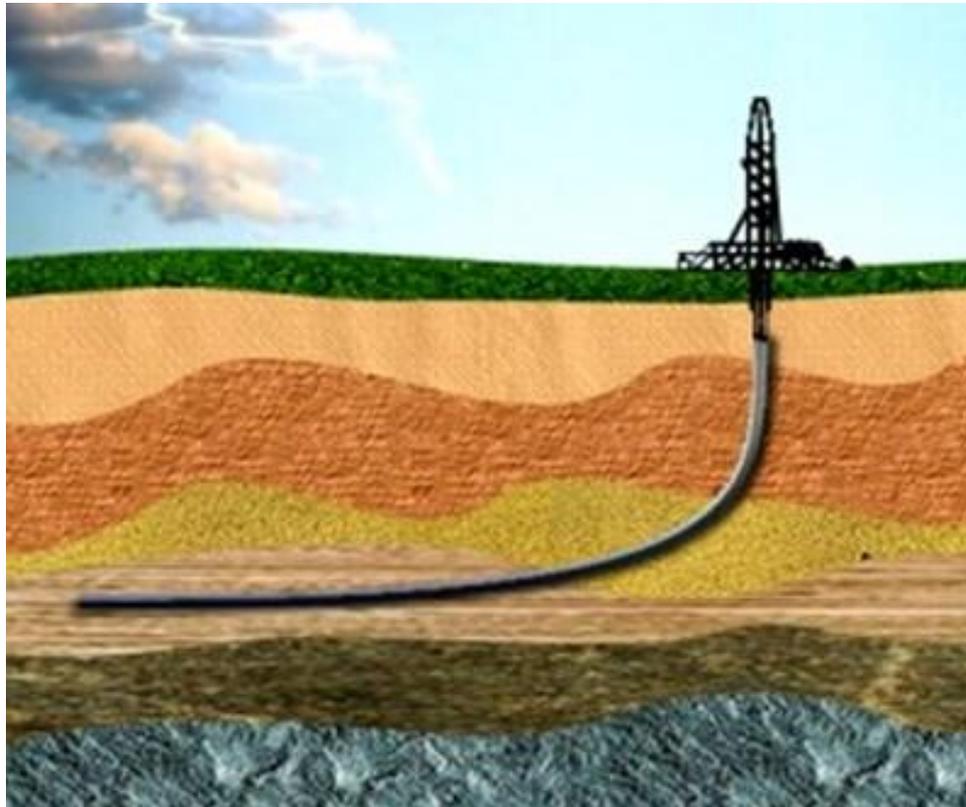
$T_{\text{вн}}$ – нагрузка на талевую систему при движении колонны вниз;

$G_{\text{ТС}}$ – вес талевой системы буровой установки.



Вписываемость КНБК бурильной колонны

- Выбор оборудования для заданных условий бурения;
- Проектирование профилей с учетом имеющегося в наличии оборудования;
- Определение граничных условий применения данной КНБК;
- Проходимость обсадной колонны в проектируемом профиле.





Вписываемость КНБК бурильной колонны

Минимальный радиус кривизны для вписываемости забойного двигателя

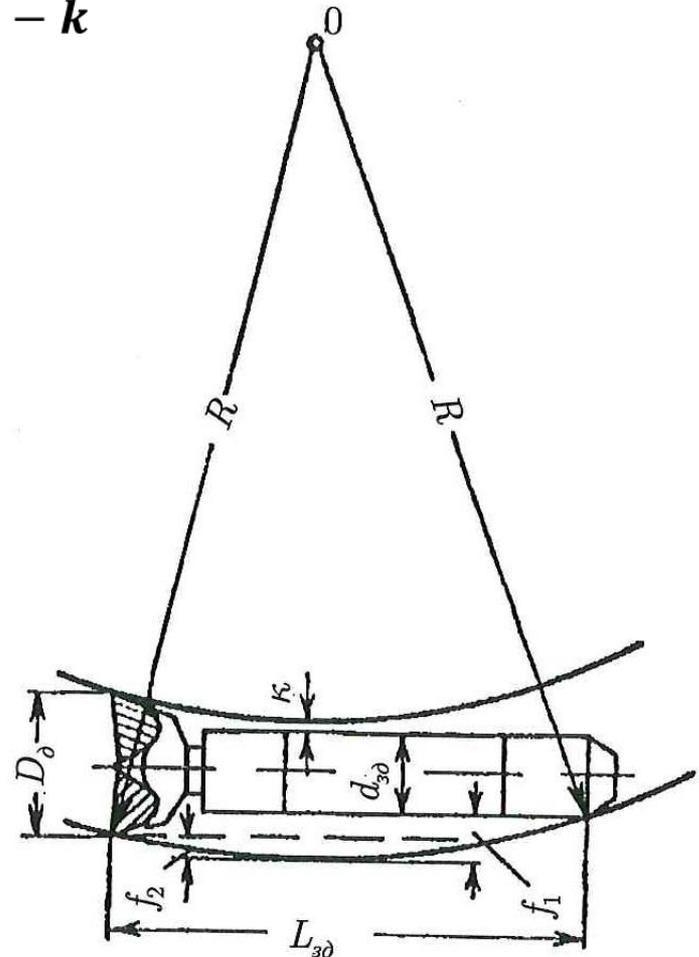
$$R = \frac{0,125 \cdot L_{зд}^2}{0,74 \cdot (D_d - d_{зд}) - k}$$

$L_{зд}$ – длина забойного двигателя, м;

D_d – диаметр долота, м;

$d_{зд}$ – диаметр забойного двигателя, м;

k – коэффициент устойчивости ствола скважины (для мягких пород равный 0, для твердых пород – 3-6).





Вписываемость КНБК бурильной колонны

Минимальный радиус кривизны для роторного бурения

$$R = \frac{l^2}{2 \cdot (D_d - d_{\text{бт}})} \cdot \cos \beta$$

l – длина бурильной трубы, м;

D_d – диаметр долота, м;

$d_{\text{бт}}$ – диаметр бурильной трубы, м;

β – угол отклонения оси бурильной трубы от оси скважины (обычно составляет 0,3-0,5°).

Минимальный радиус кривизны для спуска обсадной колонны

$$R = \frac{E \cdot d_n}{2 \cdot [\sigma_{\text{из*1}}]}$$

E – модуль продольной упругости – $2,1 \cdot 10^6$ кгс/см²;

d_n – диаметр обсадной трубы, м;

$[\sigma_{\text{из*1}}]$ – допустимое напряжение от изгиба при статических нагрузках (для стали марки Д равно 2000 кгс/см²).



Вписываемость КНБК бурильной колонны

Минимальный радиус кривизны для работы бурильных труб бурильных труб

В верхней части ствола

$$R = \frac{E \cdot d_H \cdot F}{2 \cdot (\sigma_T \cdot F - P)}$$

d_H – диаметр бурильной трубы, м;

F – площадь поперечного сечения бурильной трубы, см²;

σ_T – предел текучести (для расчетов принимается 3600 кгс/см²);

P – максимальная растягивающая нагрузка, действующая на колонну в точке изгиба ствола, кгс.

В нижней части ствола

$$R = \frac{E \cdot d_H \cdot F}{2 \cdot \sigma_p} \cdot \alpha_k$$

d_H – диаметр бурильной трубы, м;

F – площадь поперечного сечения бурильной трубы, см²;

σ_p – напряжение растяжения (для расчетов принимается 1400 кгс/см²);

α_k – коэффициент концентрации местных напряжений (для расчетов принимается равным 1).



Вписываемость КНБК бурильной колонны

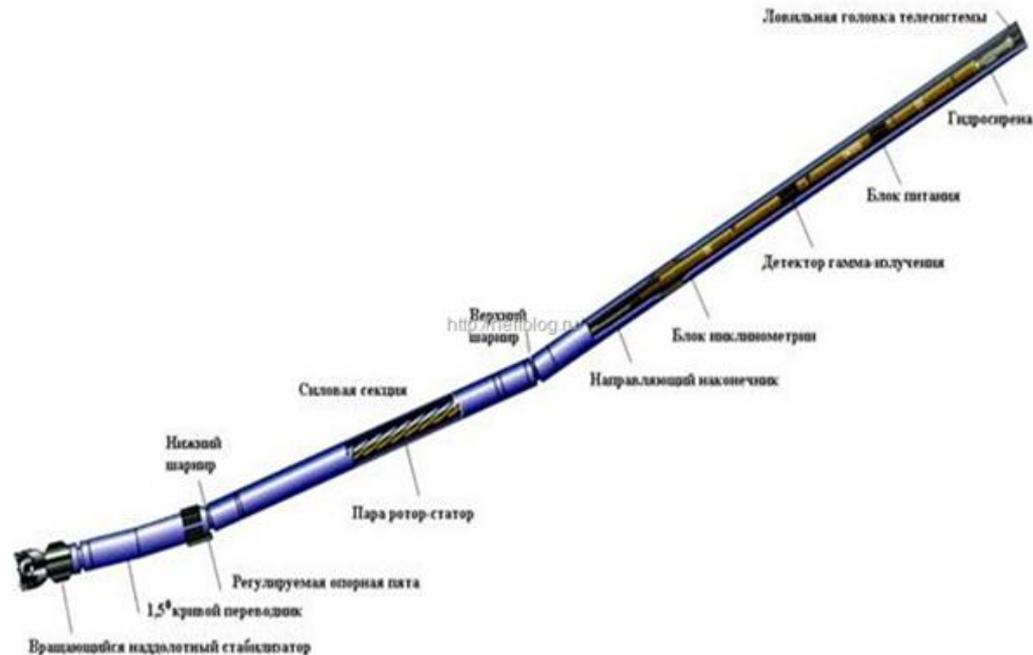
Минимальный радиус кривизны для работы бурильных труб бурильных труб

При допустимом давлении замков на стенки скважины (при длине свечи 25 м)

$$R = 12,5 \cdot \frac{P}{T_{\text{д}}}$$

$T_{\text{д}}$ – допустимая сила прижатия замка к стенке скважины, кН (для мягких пород – 10 кН; для средних пород – 20-30 кН, для твердых и крепких пород – 40-50 кН);

P – осевое усилие на колонну, кН.





Вписываемость КНБК бурильной колонны

Минимальный радиус кривизны для работы бурильных труб

При вращении колонны бурильных труб

$$R_{min} = \frac{E}{2} \cdot \frac{d_H}{\left(\frac{\sigma_{-1} - k_1 \cdot \beta \cdot \sigma_m}{k_1} - \frac{1000 \cdot f \cdot d_H}{l^2} \right)} \cdot \alpha_K$$

$$f = \frac{D_{СКВ} - d_H}{2}$$

$$\sigma_m = \sqrt{\sigma_{СЖ}^2 + 4\tau^2}$$

$$\beta = \frac{2 \cdot \sigma_{-1} - \sigma_0}{\sigma_0}$$

σ_{-1} – предел выносливости при симметричном цикле;

σ_{τ} – среднее постоянное напряжение цикла;

k_1 – коэффициент запаса прочности (1,4-1,6);

σ_0 – предел выносливости при асимметричном «отнулевом» цикле;

f – стрела прогиба.



Тема №4

Проектирование профилей наклонно- направленных скважин



Требования к профилю скважин

Проектный профиль скважины должен обеспечивать:

- выполнение скважиной поставленной задачи при требуемом качестве;
- вскрытие пласта (геологического объекта) в заданной точке при допустимых отклонениях от нее;
- максимально высокие дебит скважины и коэффициент извлечения нефти;
- максимально возможное сохранение коллекторских свойств продуктивного горизонта;
- оптимальное соотношение затрат средств и времени на сооружение скважины.



Общий порядок проектирования и ограничения

1. Выбор типа профиля.
2. Определение допустимой интенсивности искривления.
3. Расчет профиля.

Максимально допустимый зенитный угол

в интервале увеличения угла – **40°**;

в интервале установки погружного насоса – **30°**;

при входе в продуктивный пласт – **25°**.

Максимально допустимая интенсивность искривления

в интервале искусственного искривления скважины – **1,5град/10м**;

в интервале установки погружного насоса – **3град/100м**.



Классификация профилей направленных скважин

По количеству интервалов с неизменной интенсивностью

— двухинтервальные

— трехинтервальные

— четырехинтервальные

— пятиинтервальные

— прочие

По виду профиля

— S-образные

— J-образные

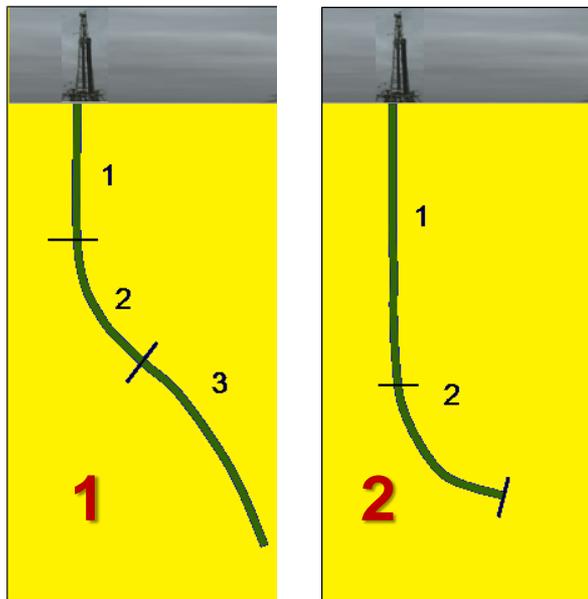
По величине радиуса искривления

— с большим радиусом

— со средним радиусом

— с малым радиусом

— со сверхмалым радиусом



Какой профиль S-образный, а какой J-образный?

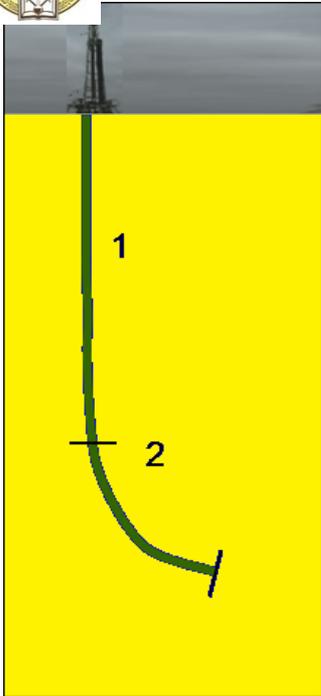


Достоинства и недостатки разных профилей

Двухинтервальный профиль

Преимущества: максимальный отход скважины.

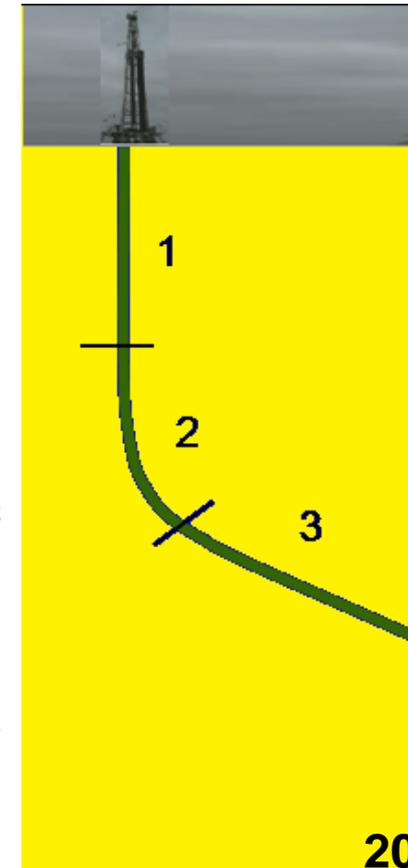
Недостатки: постоянное применение специальных компоновок (отклонителей) на втором интервале.



Трехинтервальный профиль с третьим прямолинейным участком

Преимущества: минимальное время бурения с отклонителем; сравнительно большая величина отхода.

Недостатки: возможность осложнений при бурении третьего интервала, особенно в абразивных породах средней твердости и твердых.



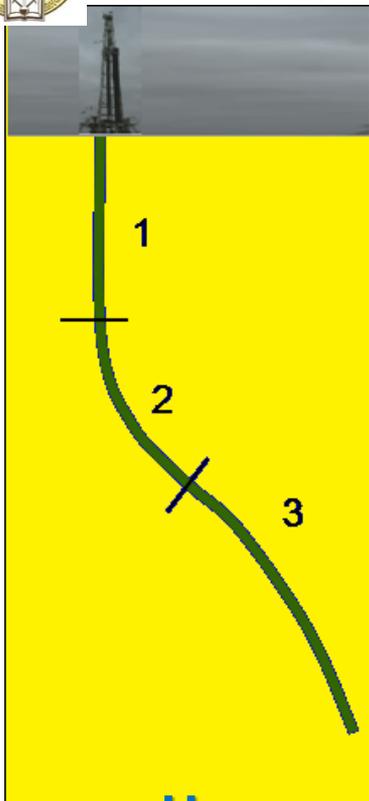


Достоинства и недостатки разных профилей

Трехинтервальный профиль с третьим криволинейным участком

Преимущества: упрощается проходка третьего интервала.

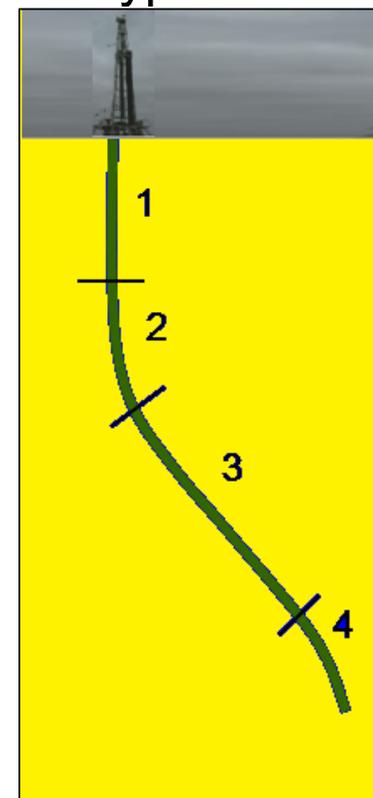
Недостатки: уменьшается отход при прочих равных условиях; увеличивается длина интервала бурения с отклонителем.



Четырехинтервальный профиль с четвертым интервалом уменьшения зенитного угла

Преимущества: сравнительно большая величина отхода; уменьшение вероятности осложнений в процессе бурения.

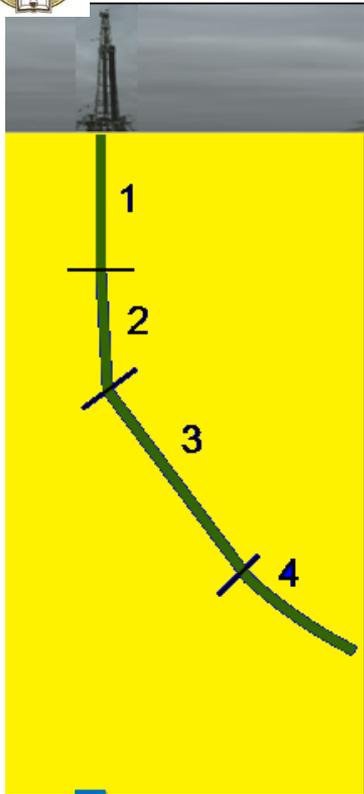
Недостатки: возрастание сил сопротивления перемещению колонны туб.





Достоинства и недостатки разных профилей

Четырехинтервальный профиль с четвертым интервалом увеличения зенитного угла



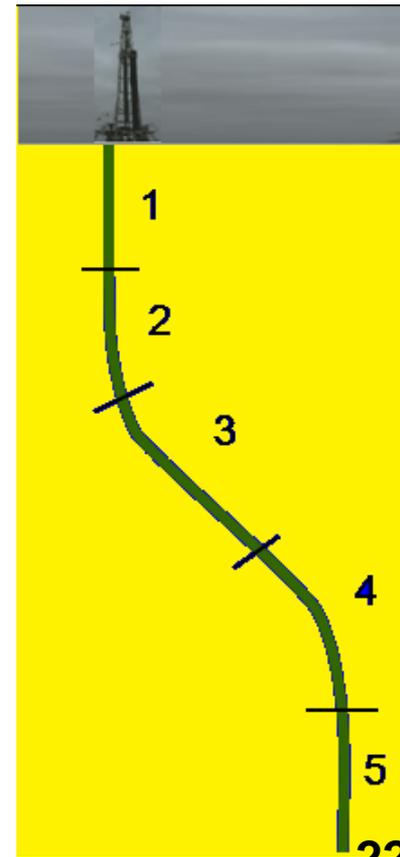
Преимущества: увеличения поверхности фильтрации и зоны дренирования; увеличения дебита скважины; увеличения коэффициента нефтеотдачи пласта.

Недостатки: сложность реализации.

Пятиинтервальный профиль

Преимущества: при эксплуатации скважины возможна установка насосного оборудования в зоне продуктивного горизонта.

Недостатки: существенное увеличение нагрузки на крюке за счет сил трения.





Определение допустимой интенсивности искривления

Минимальный радиус кривизны ствола R_{min} определяется по следующим формулам:

- из условия проходимости оборудования и инструмента по скважине:

$$R_{min} = \frac{L^2}{8(D-d-K)},$$

где **L**-длина спускаемого инструмента; **d**-его диаметр; **D**-диаметр скважины или внутренний диаметр обсадной колонны; **K**-необходимый зазор, K=1,5-3 мм.

- из условия предотвращения желобообразования:

$$R_{min} = \frac{Pl}{F_{дон}},$$

где **P**-натяжение колонны при подъеме инструмента; **l** -расстояние между замками; **F_{дон}**-допустимая сила прижатия замка к стенке скважины.

- из условия предотвращения поломок колонн труб:

$$R_{min} = \frac{Ed}{2[\sigma_{изг}]},$$

где **E**-модуль упругости; **[σ]** -допустимое напряжение изгиба.

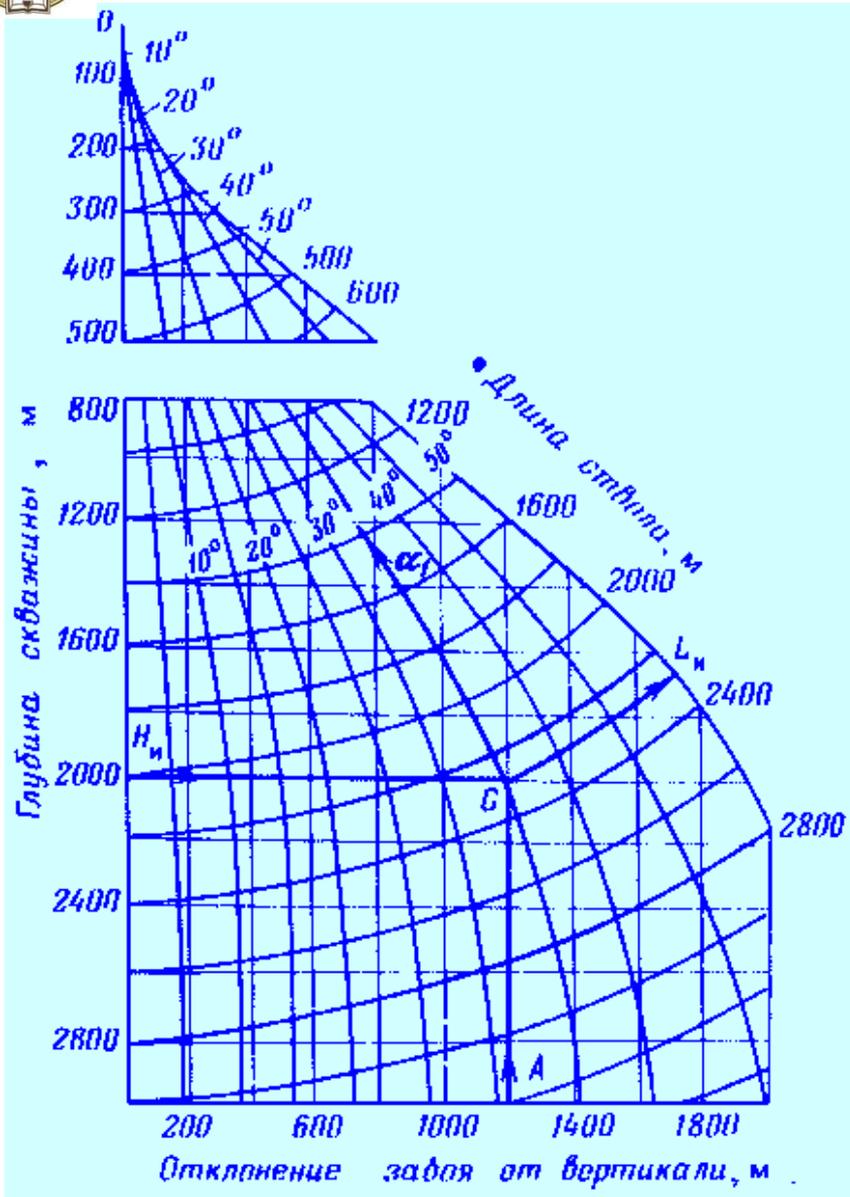


Порядок расчета профиля

- По ранее пробуренным скважинам определяются **закономерности искривления** и влияние на него различных факторов.
- По схеме кустования или структурной карте и геологическим разрезам определяются проектный азимут скважины, **глубина скважины по вертикали** и **проектный отход** (смещение).
- Определяется конечная **глубина верхнего вертикального участка**.
- **Выбирается КНБК**, обеспечивающая необходимую интенсивность искусственного искривления.
- Производится **расчет профиля**, т.е. определяются зенитные углы в начале и в конце каждого интервала и величины проекций каждого интервала на горизонтальную и вертикальную плоскости, а также длина каждого интервала по оси скважины.



Проектирование по номограммам



Исходные данные:

- Глубина скважины по вертикали;
- Отход скважины;
- Зенитный угол в конце интервала набора.



Методика расчета профилей направленных скважин

Вид участка профиля	Проекция участка		Длина участка
	горизонтальная	вертикальная	
Вертикальный	0	H_B	H_B
Участок начального искривления	$R \cdot (1 - \cos \alpha)$	$R \cdot \sin \alpha$	$\frac{\alpha \cdot R}{57,3}$
Малоинтенсивное увеличение зенитного угла	$R \cdot (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_1)$	$R \cdot (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1)$	$\frac{(\alpha_2 - \alpha_1) \cdot R}{57,3}$
Малоинтенсивное уменьшение зенитного угла	$R \cdot (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_1)$	$R \cdot (\sin \alpha_1 - \sin \alpha_2)$	$\frac{(\alpha_1 - \alpha_2) \cdot R}{57,3}$
Тангенциальный участок (известна длина участка)	$L \cdot \sin \alpha_L$	$L \cdot \cos \alpha_L$	L
Тангенциальный участок (известна его вертикальная проекция H_T)	$H_T \cdot \operatorname{tg} \alpha_L$	H_T	$\frac{H_T}{\cos \alpha_L}$
Примечание	$\alpha, \alpha_1, \alpha_2$ – зенитные угла соответственно в конце участка начального искривления, в начале и конце искривленного участка; α_L – зенитный угол тангенциального участка; R – радиус кривизны участка профиля; L – длина тангенциального участка профиля.		



Методика расчета профилей направленных скважин

МЕТОДИКА АЗИНЕФТЕХИМА РАСЧЕТА ПЛОСКОСТНЫХ ПРОФИЛЕЙ

Ствол скважины на участках набора и снижения зенитного угла искривляется не с постоянной интенсивностью по дуге окружности, а с переменной.

Исходные данные:

глубина скважины по вертикали H , проектное отклонение A забоя от вертикали, проектный азимут φ .

Предусматривается, что на участке набора зенитного угла при помощи ориентируемой КНБК осуществляется набор угла искривления не менее 5 градусов, затем при помощи ориентируемой КНБК он увеличивается до требуемой величины.

Требуемый максимальный зенитный угол:

$$\alpha = \arctg K$$

$$K = A - y_1 - K_2 \cdot H - H_1 - H_2 H_1 + H_2 - x_2$$

$$y_1 = K_1^2 \cdot (x_1 - x_2)$$

$$K_1 = \tg \alpha_1$$

$$K_2 = \tg \alpha_2$$

$$H_1 = H \cdot x_3 H - x_3 \cdot \ln H x_3$$

$$H_2 = x_2 - x_1 x_2 + x_1 \cdot (x_1 + 2 \cdot x_2) \cdot K_3$$

$$H_3 = x_2 - x_1^3 \cdot (x_2 + x_1) \cdot (x_1 + 2 \cdot x_2)$$

α_1, α_2 – зенитные углы соответственно в конце интервалов набора и уменьшения, градус; x_0, x_1, x_2, x_3 – глубина скважины по вертикали соответственно в начале забуривания наклонного ствола и в конце интервалов увеличения, стабилизации и уменьшения зенитного угла, м.

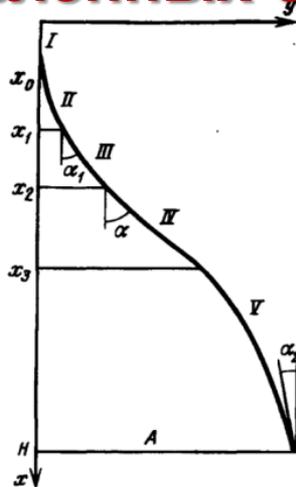
$$x_1 = x_0 + K_1 i_1$$

$$x_2 = x_1 + K_0 - K_1 i_2$$

$$x_3 = H + K_0 - K_2 i_3$$



Методика расчета профилей направленных скважин



Интервал профиля	Длина ствола скважины, м		Зенитный угол	Горизонтальное смещение ствола, м
	По вертикали	По стволу		
Увеличение зенитного ориентируемых КНБК (II)	x $x_0 \leq x \leq x_1$	L_x $= x_0 + \frac{x - x_0}{2} \cdot [a_0 + \frac{1}{K_1} \cdot \ln(a_0 + K_1)]$ $a_0 = \sqrt{1 + K_1^2}$	$\alpha_x = \arctg(K_1 + \frac{x - x_0}{x_1 - x_0})$	$y_x = \frac{K_1 \cdot (x - x_0)^2}{2 \cdot (x_1 - x_0)}$
Увеличение зенитного неориентируемых КНБК (III)	x $x_1 \leq x \leq x_2$	$L_x = L_{x-\Delta x} + \frac{\Delta x}{\cos \frac{a_{x-\Delta x} + a_x}{2}}$ $\Delta x \leq 100$	$\alpha_x = \arctg(3 \cdot a \cdot x^2 + b)$ $a = \frac{K - K_1}{3 \cdot (x_2^2 - x_1^2)}$	$y_x = a \cdot x^3 + b \cdot x + c$ $b = K_1 - 3 \cdot a \cdot x_1^2$ $c = y_1 - a \cdot x_1^3 - b \cdot x_1$
Стабилизация зенитного угла (IV)	x $x_2 \leq x \leq x_3$	$L_x = \frac{x - x_2}{\cos \alpha} + L_{x_2}$	$\alpha_2 = \alpha$	$y_x = y \cdot x_2 + K \cdot (x - x_2)$
Уменьшение зенитного угла (V)	x $x_3 \leq x \leq H$	$L_x = L_{x-\Delta x} + \frac{\Delta x}{\cos \frac{a_{x-\Delta x} + a_x}{2}}$ $\Delta x \leq 100$	$\alpha_x = \arctg(\frac{a_3}{x} + b_3)$ $a_3 = H \cdot (K_2 - b_3)$ $b_3 = \frac{H \cdot K_2 - K \cdot x_3}{H - x_3}$	$y_x = A + a_3 \cdot \ln \frac{x}{H} - b_3 \cdot (H - x)$



Методика расчета профилей скважин с горизонтальными участками ствола

РАСЧЕТ НАПРАВЛЯЮЩИХ ЧАСТЕЙ ПРОФИЛЯ

Вид профиля	Исходные данные	Расчет
	H, A, α	$H_B = H - \frac{A \cdot \sin \alpha}{1 - \cos \alpha}$ $R = \frac{H - H_B}{\sin \alpha}$
	$H, A, \alpha, \alpha_1, R_1$	$H_B = H - R_1 \cdot \sin \alpha_1 - R_2 \cdot (\sin \alpha - \sin \alpha_1)$ $R_2 = A - \frac{R_1 \cdot (1 - \cos \alpha_1)}{(\cos \alpha_1 - \cos \alpha)}$
	$H, A, \alpha, \alpha_1, R_1, R_3$	$H_B = H - R_1 \cdot \sin \alpha_1 - R_3 \cdot W_1 - L \cdot \cos \alpha_1$ $L = \frac{A - (1 - \cos \alpha_1) \cdot R_1 - R_3 \cdot V_1}{\sin \alpha}$ $W_1 = \sin \alpha - \sin \alpha_1$ $V = \cos \alpha_1 - \cos \alpha$
	$H, A, \alpha, \alpha_1, R_1, R_3, \alpha_3, R_4$	$H_B = H - R_1 \cdot \sin \alpha_1 - R_3 \cdot W_2 - L \cdot \cos \alpha_4 - R_4 \cdot W_3$ $L = \frac{A - (1 - \cos \alpha_1) \cdot R_1 - R_3 \cdot V_2 - R_4 \cdot V_3}{\sin \alpha_1}$ $W_2 = \sin \alpha_3 - \sin \alpha_1$ $W_3 = \sin \alpha - \sin \alpha_3$ $V_2 = \cos \alpha_1 - \cos \alpha_3$ $V_3 = \cos \alpha_3 - \cos \alpha$
	$H, A, \alpha, \alpha_1, R_1, R_2, \alpha_2$	$H_B = H - R_1 \cdot \sin \alpha_1 - R_2 \cdot W_4 - R_3 \cdot W_5$ $R_3 = \frac{A - (1 - \cos \alpha_1) \cdot R_1 \cdot V_4}{V_5}$ $W_4 = \sin \alpha_2 - \sin \alpha_1$ $W_5 = \sin \alpha - \sin \alpha_2$ $V_4 = \cos \alpha_1 - \cos \alpha_2$ $V_5 = \cos \alpha_2 - \cos \alpha_1$



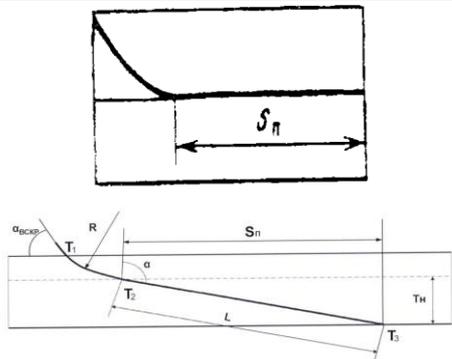
Методика расчета профилей скважин с горизонтальными участками ствола

РАСЧЕТ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО УЧАСКА ПРОФИЛЯ

Вид профиля

Исходные данные

Расчет



α – величина зенитного угла в начале горизонтального участка;
 S_n – протяженность горизонтального участка по пласту;
 T_1 и T_2 – предельные отклонения оси горизонтального участка в поперечном направлении.

Вертикальная проекция: $H_T = S_n \cdot \cos \alpha + H$
 Горизонтальная проекция: $A_T = S_n \cdot \sin \alpha + A$

$$\alpha = 90 - \arctg \frac{T_H}{S_n}$$

$$L = \sqrt{S_n^2 + T_H^2}$$

$$L_T = l + L$$

Радиус горизонтального участка: $R_T = \frac{(S_n^2 + T_H^2)}{2T}$

Вертикальная проекция: $H_T = S_n \cdot \cos \alpha \pm T \cdot \sin \alpha + H$

Горизонтальная проекция: $A_T = S_n \cdot \sin \alpha \pm T \cdot \cos \alpha + A$

Величина зенитного угла в конце горизонтального участка: $\alpha_T = \alpha \pm \arcsin\left(\frac{S_n}{R_T}\right)$

Длина горизонтального участка: $L_T = \pm \frac{\pi}{180} (\alpha_T - \alpha) \cdot R_T$

В формулах знак «+» соответствует вогнутой, а знак «-» выпуклой дуге окружности.

Радиус кривизны второго интервала горизонтального участка:

$$R_{r2} = \frac{(-M - T)}{2T_2^2},$$

где $M = B \cdot T_2 - 2 \cdot L_n^2 \cdot (T_1 + T_2)$

$$P = \sqrt{M^2 - 4 \cdot T_2^2 \cdot Q}$$

$$B = L_n^2 + (T_1 + T_2)^2 + T_1^2 - 2 \cdot T_1 R_{r1}$$

$$Q = L_n^2 \cdot (T_1 + T_2)^2 + \frac{B^2}{4}$$

Вертикальная проекция: $H_T = L_n \cdot \cos \alpha + T_2 \cdot \sin \alpha + H$

Горизонтальная проекция: $A_T = L_n \cdot \sin \alpha - T_2 \cdot \cos \alpha + A$

Длина проекции первого интервала горизонтального участка на касательную в его начальной точке:

$$S_1 = \sqrt{2T_1 \cdot (R_{r1} + R_{r2})} - T_1$$

Угол охвата интервала с радиусом R_{r1} : $\gamma = \arcsin \left[S_1 - \frac{R_{r1}}{R_{r2}} \right]$

Зенитный угол в конце горизонтального участка:

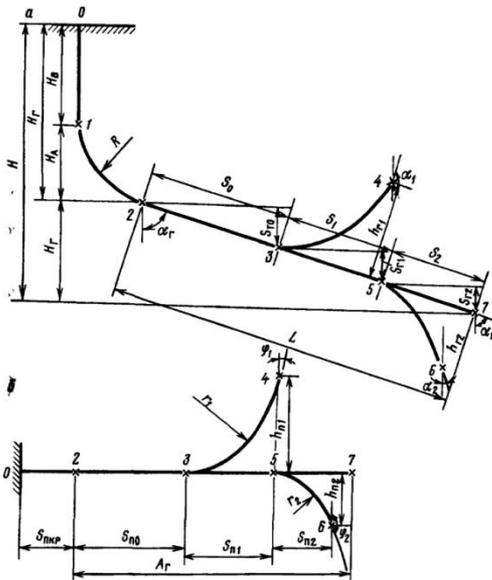
$$\alpha_T = \alpha - \arcsin \frac{S_n - S_1}{R_{r2}}$$

Длина волнообразного участка: $L_T = \pm \frac{\pi}{180} (\alpha_T - \alpha) \cdot R_T$



Методика расчета профиля многозабойной скважины

Исходные данные: H_r – глубина по вертикали начала условно-горизонтального участка, R – радиус набора зенитного угла на втором участке, α_r – зенитный угол условно-горизонтального участка, φ_n – азимут условно-горизонтального участка, L – длина условно-горизонтального участка, S_i – расстояние между началом забуривания ответвления по длине горизонтального ствола, h_{ri} – смещение конца участков ответвлений относительно условно-горизонтального ствола в вертикальной плоскости, h_{ni} – смещение конца участков ответвлений относительно условно-горизонтального ствола в горизонтальной плоскости, r_i – радиус искривления ответвлений.



$$S_{ni} = k_i \cdot (2 \cdot r_i - k_i) \cdot \sin \alpha_i$$

$$k_i = h_{ri}^2 + h_{ni}^2$$

γ_i – угол охвата соответствующего ответвления, градус.

$$\gamma_i = \arctg \frac{k_i \cdot (2 \cdot r_i - k_i)}{r_i - k_i}$$

Вспомогательные коэффициенты:

$$l = k \cdot (r - k) \cdot k \cdot (2 \cdot r - k)$$

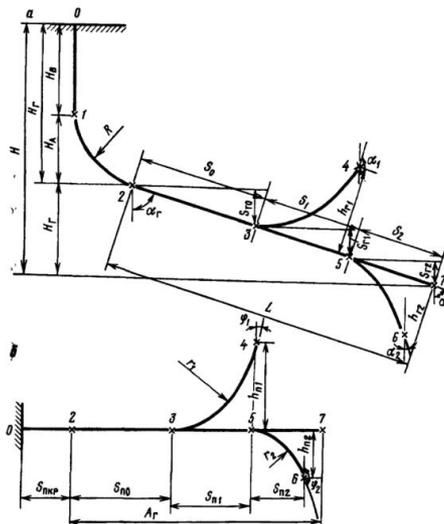
$$p = g^2 + d^2$$

$$m = k \cdot 2 \cdot r - k$$

α_r – зенитный угол условного горизонтального ствола, радиан; r – радиус искривления ответвления, м; h_r – смещение ответвления относительно условно-горизонтального ствола в вертикальной плоскости, м; h_n – смещение ответвления относительно условно-горизонтального ствола в горизонтальной плоскости, м; φ_n – проектный азимут, рад.



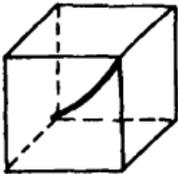
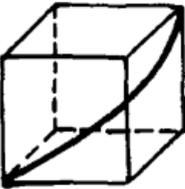
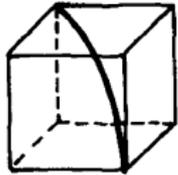
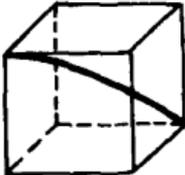
Методика расчета профиля многозабойной скважины



Участок	Длина, м	Проекция, м	
		Вертикальная	Горизонтальная
Вертикальный (0-1)	$H_{\Gamma} - R \cdot \sin \alpha_{\Gamma}$	$H_{\text{В}} = H_{\Gamma} - R \cdot \sin \alpha_{\Gamma}$	-
Набора зенитного угла (1-2)	$0,01745 \cdot R \cdot \alpha_{\Gamma}$	$H_{\alpha} = (1 - \cos \alpha_{\Gamma}) \cdot R$	$S_{\text{ПКР}} = R \cdot \sin \alpha_{\Gamma}$
Условно-горизонтальный (2-7)	L	$H_{\Gamma} = L \cdot \cos \alpha_{\Gamma}$	$A_{\Gamma} = L \cdot \sin \alpha_{\Gamma}$
2-3	S_0	$S_{\Gamma 0} = S_0 \cdot \cos \alpha_{\Gamma}$	$S_{\text{П}0} = S_0 \cdot \sin \alpha_{\Gamma}$
3-4	$0,01745 \cdot r_1 \cdot \gamma_1$	$h_{\Gamma 1} \cdot \sin \alpha_{\Gamma}$	$S_{\text{П}1}$
3-5	S_1	$S_{\Gamma 1} = S_1 \cdot \cos \alpha_{\Gamma}$	$S_1 \cdot \sin \alpha_{\Gamma}$
5-6	$0,01745 \cdot r_2 \cdot \gamma_2$	$h_{\Gamma 2} \cdot \sin \alpha_{\Gamma}$	$S_{\text{П}2}$
5-7	S_2	$S_{\Gamma 2} = S_2 \cdot \cos \alpha_{\Gamma}$	$S_2 \cdot \sin \alpha_{\Gamma}$



Методика расчета профиля многозабойной скважины

Тип ответвления	Зенитный угол в конце участка, рад	n	g	d	Азимут в конце участка, рад
	$\frac{\pi}{2} + \text{arctg} \frac{n}{p}$	$h_r \cdot \sin \alpha_r$	$h_{\pi} + \frac{h_{\pi} \cdot l \cdot \cos \alpha_r}{h_r \cdot \sin \alpha_r - l \cdot \cos \alpha_r}$	$l \left(\frac{h_r \cdot \text{ctg} \alpha_r}{h_r - l \cdot \text{ctg} \alpha_r} \cdot \cos \alpha_r + \sin \alpha_r \right) + h_r \cdot \cos \alpha_r$	$\varphi = \varphi_{\pi} - \text{arctg} \frac{g}{d}$
	$\frac{\pi}{2} + \text{arctg} \frac{n}{p}$	$h_r \cdot \sin \alpha_r$	$h_{\pi} + \frac{h_{\pi} \cdot l \cdot \cos \alpha_r}{h_r \cdot \sin \alpha_r - l \cdot \cos \alpha_r}$	$l \left(\frac{h_r \cdot \text{ctg} \alpha_r}{h_r - l \cdot \text{ctg} \alpha_r} \cdot \cos \alpha_r + \sin \alpha_r \right) + h_r \cdot \cos \alpha_r$	$\varphi = \varphi_{\pi} - \text{arctg} \frac{g}{d}$
	$\frac{\pi}{2} - \text{arctg} \frac{n}{p}$	$h_r \cdot \sin \alpha_r + m \cdot \cos \alpha_r$	$h_{\pi} + \frac{h_{\pi} \cdot (m - l) \cdot \cos \alpha_r}{h_r \cdot \sin \alpha_r + l \cdot \cos \alpha_r}$	$l \cdot \sin \alpha_r + \left[\frac{l \cdot \text{tg} \alpha_r - h_r}{l + h_r \cdot \text{tg} \alpha_r} \cdot (m - l) - h_r \right] \cdot \cos \alpha_r$	$\varphi = \varphi_{\pi} + \text{arctg} \frac{g}{d}$
	$\frac{\pi}{2} - \text{arctg} \frac{n}{p}$	$h_r \cdot \sin \alpha_r + m \cdot \cos \alpha_r$	$h_{\pi} + \frac{h_{\pi} \cdot (m - l) \cdot \cos \alpha_r}{h_r \cdot \sin \alpha_r + l \cdot \cos \alpha_r}$	$l \cdot \sin \alpha_r + \left[\frac{l \cdot \text{tg} \alpha_r - h_r}{l + h_r \cdot \text{tg} \alpha_r} \cdot (m - l) - h_r \right] \cdot \cos \alpha_r$	$\varphi = \varphi_{\pi} + \text{arctg} \frac{g}{d}$



Методика расчета пространственного профиля скважины: 1 методика

Исходные данные для расчета: $H_{пр}$ - проектная глубина скважины по вертикали; $H_{кр}$ - глубина кровли пласта; H_n - глубина наклонной части ствола по вертикали; H_b - вертикальный участок; $A_{ТВП}$ - отклонение точки входа в пласт от вертикали; i - интенсивность набора зенитного угла; R_1 - радиус искривления ствола в плоскости начального искривления; R_2 - радиус искривления ствола в плоскости конечного искривления; α_2 - конечный угол искривления ствола скважины; $\Delta\varphi$ - изменение азимутального угла ствола скважины; L_r - длина горизонтального участка ствола.

Начальные параметры профиля при $\Delta\varphi = \varphi_2 - \varphi_1$

Начальный зенитный угол

$$\alpha_1 = \arccos \frac{K \cdot M + N \cdot \sqrt{N^2 + K^2 - M^2}}{N^2 + K^2}$$

$$K = R_1 \cdot (1 - \cos \alpha_2) - A_{ТВП}$$

$A_{ТВП}$ – величина отхода в точке входа в пласт

$$M = R_1 - R_2$$

$$N = H - R_2 \cdot \sin \alpha_2$$

Угол пространственного искривления

$$\gamma_4 = \arccos (\cos \alpha_1 \cdot \cos \alpha_2 + \sin \alpha_1 \cdot \sin \alpha_2 \cdot \cos \Delta\varphi)$$

Угол наклона плоскости конечного искривления (ПКИ) и ПНИ

$$\beta = 90 - \arctg \frac{\operatorname{tg} (90 - \alpha_1)}{\sin \Delta\varphi}$$

Параметры положения профиля с учетом поправки на изменение азимутального направления ствола ГС

Необходимый начальный азимутальный угол

$$\Delta\varphi_n = \arcsin \frac{\Delta\varphi_n = \varphi_1 \pm \Delta\varphi_n}{a \cdot \sin \Delta\varphi - h \cdot \sin \beta \cdot \cos \Delta\varphi}$$

$$a' = (\sin \gamma_4 - \cos \alpha_2) \cdot R_2$$

$$h' = (\sin \alpha_2 - \cos \gamma_4) \cdot R_2$$

«+», «-» - соответственно при $\varphi_1 > \varphi_2$, $\varphi_1 < \varphi_2$.

Необходимый начальный зенитный угол

$$\alpha_{1н} = \arctg \frac{H \cdot (A - R_1) + R_1 \cdot \sqrt{H^2 + A^2 - 2 \cdot R_1 \cdot A}}{H^2 - R_1^2}$$

$$A = \frac{A_{ТВП} \cdot \sin \Delta\varphi}{\sin(\Delta\varphi + \Delta\varphi_n)}$$

$$H = H_{пр} - H_b$$

Угол пространственного искривления и угол наклона плоскости конечного искривления (ПКИ) и ПНИ

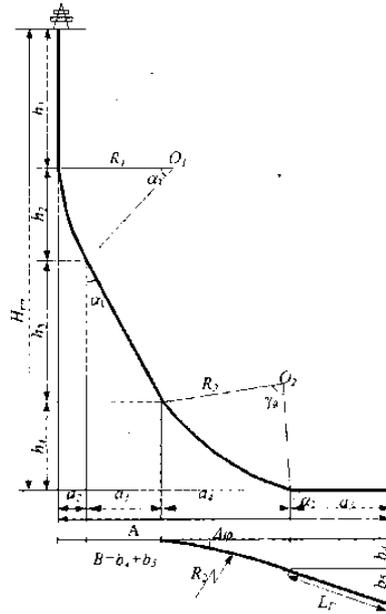
$$\gamma_4 = \arccos (\cos \alpha_1 \cdot \cos \alpha_2 + \sin \alpha_1 \cdot \sin \alpha_2 \cdot \cos \Delta\varphi)$$

$$\beta = 90 - \arctg \frac{\operatorname{tg} (90 - \alpha_1)}{\sin \Delta\varphi}$$

при $\alpha_1 = \alpha_1$, $\Delta\varphi = \Delta\varphi_n$



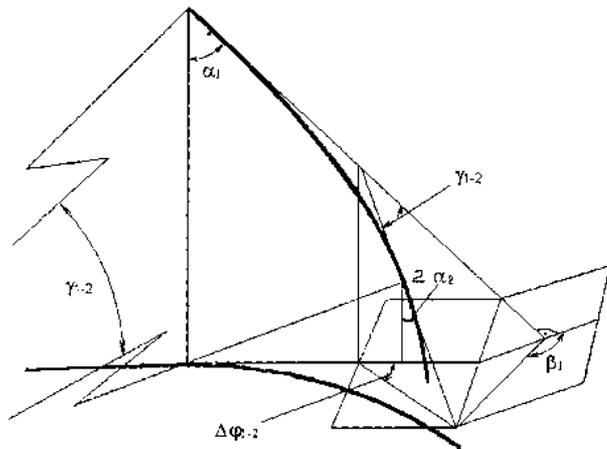
Методика расчета пространственного профиля скважины



Длина скважины по стволу, м	Проекция		
	вертикальная, м	горизонтальная, м	
		вПНИ	вПКИ
Вертикальный			
$l_1 = H_B$	$h_1 = H_B$	-	-
Набор начального зенитного угла			
$l_2 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \alpha_1$	$h_2 = R_1 \cdot \sin \alpha_1$	$a_2 = (1 - \cos \alpha_1) \cdot R_1$	-
Наклонно прямолинейный участок			
$l_3 = \frac{h_3}{\cos \alpha_1}$	$h_3 = H_{пр} - h_1 - h_2 - h_4$	$a_3 = h_3 \cdot \operatorname{tg} \alpha_1$	-
Набор конечных параметров кривизны ствола			
$l_4 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \gamma_4$	$h_4 = (\sin \alpha_2 - \cos \gamma_4) \cdot R_2 \cdot \cos \beta$	$a_4 = a \cdot \cos \Delta\varphi + h \cdot \sin \beta \cdot \sin \Delta\varphi$	$b_4 = a \cdot \sin \Delta\varphi + h \cdot \sin \beta \cdot \cos \Delta\varphi$
Горизонтальный участок			
$l_5 = L_r$	-	$a_5 = L_r \cdot \cos \Delta\varphi$	$b_5 = L_r \cdot \sin \Delta\varphi$



Методика расчета пространственного профиля скважины: 2 методика



Углы пространственного искривления

Исходными данные для расчета: начальный зенитный угол (α_0); зенитный угол на участке стабилизации (α_1); угол входа в продуктивный горизонт (α_2); конечный зенитный угол в продуктивном горизонте (α_3); начальный азимутальный угол (φ_0); азимутальное изменение за каждый интервал бурения ($\Delta\varphi_1, \Delta\varphi_2, \Delta\varphi_n$); проектное смещение ($A_{ТВП}$); глубина скважины по вертикали до кровли продуктивного пласта ($H_{кр}$); глубина вертикального участка (h_1); глубина продуктивного пласта ($h_{пл}$); смещение в продуктивном горизонте ($a_{по}$) для наклонно направленных скважин или длина горизонтального участка ($d_{гв}$) для горизонтальных скважин.

Азимутальный угол поправки, необходимый для коррекции профиля непосредственно перед началом бурения относительно круга и коридора допуска

$$\Delta\varphi_n = \arcsin \frac{\Delta\varphi_1 + \Delta\varphi_2 + \dots + \Delta\varphi_n}{A_{ТВП}}$$

Начальный азимутальный угол с учетом поправки

$$\Delta\varphi_n = \varphi \pm \Delta\varphi_n$$

Начальный зенитный угол с учетом поправки на изменение азимутального направления

$$\alpha_{1н} = \arctg \frac{A' - R_1 + R_2 \cdot \cos \alpha_2}{H - R_2 \cdot \sin \alpha_2}$$

$$A' = \frac{A_{ТВП} \cdot \sin \Delta\varphi}{\sin(\Delta\varphi + \Delta\varphi_n)}$$



Методика расчета пространственного профиля скважины: 2 методика

Длина скважины по стволу, м	Смещение, м	Проекция		
		вертикальная	горизонтальная	
		Z	X	Y
Вертикальный				
$l_1 = h_1$	$a_1 = 0$	$z_1 = h_1$	$x_1 = 0$	$y_1 = 0$
Набор зенитного угла				
$l_2 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot (\alpha_1 - \alpha_0)$	$a_2 = R_1 \cdot (\cos \alpha_0 - \cos \alpha_1)$	$z_2 = R_1 \cdot (\sin \alpha_1 - \sin \alpha_0)$	$x_2 = a_2 \cdot \cos \varphi_1$	$y_2 = a_2 \cdot \sin \varphi_1$
Наклонно прямолинейный				
$l_3 = \frac{z_3}{\cos \alpha_1}$	$a_3 = z_3 \cdot \operatorname{tg} \alpha_1$	$z_3 = H_{\text{кр}} - z_1 - z_2 - z_4$	$x_3 = a_3 \cdot \cos \varphi_2$	$y_3 = a_3 \cdot \sin \varphi_2$
Набор зенитного угла				
$l_4 = 0,01745 \cdot R_2 \cdot (\alpha_2 - \alpha_1)$	$a_4 = R_2 \cdot (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2)$	$z_4 = R_2 \cdot (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1)$	$x_4 = a_4 \cdot \cos \varphi_3$	$y_4 = a_4 \cdot \sin \varphi_3$
Участок набора зенитного угла в продуктивном пласте				
$l_5 = 0,01745 \cdot R_2 \cdot (\alpha_3 - \alpha_2)$	$a_5 = R_2 \cdot (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_3)$	$z_5 = R_2 \cdot (\sin \alpha_3 - \sin \alpha_2)$	$x_5 = a_5 \cdot \cos \varphi_4$	$y_5 = a_5 \cdot \sin \varphi_4$
Горизонтальный участок				
$l_6 = l_{\Gamma}$	$a_6 = l_{\Gamma}$	$z_6 = 0$	$x_6 = a_6 \cdot \cos \varphi_5$	$y_6 = a_6 \cdot \sin \varphi_5$

Примечание: В графе проекции (X) $\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3, \varphi_4$ - азимутальные углы в конце интервала с учетом начального азимута φ_0 .



Вопросы для самопроверки

1. Как влияет искривленность ствола скважины на величину осевой нагрузки, передаваемой на забой?
2. Как влияет искривленность ствола скважины на величину частоты вращения, передаваемой на забой?
3. Как влияет искривленность ствола скважины на величину крутящего момента, передаваемого на забой?
4. Как влияет искривленность ствола скважины на величину нагрузки на крюке при подъеме инструмента из скважины?
5. Как влияет искривленность ствола скважины на величину мощности, отбираемой от приводов буровой установки?
6. Что учитывает слагаемое $(1 - \rho_{бр}/\rho_{ст})$ в расчетах нагрузок?
7. Из-за чего возникают желобные выработки в скважине?
8. С какой целью определяют вписываемость КНБК в профиль скважины?
9. Как зависит минимальный радиус кривизны скважины от длины выбранного забойного двигателя?
10. Как зависит минимальный радиус кривизны скважины от диаметра выбранного забойного двигателя?
11. Как зависит минимальный радиус кривизны скважины от соотношения диаметра выбранного забойного двигателя и диаметра долота?
12. Как зависит минимальный радиус кривизны скважины от диаметра обсадной колонны спускаемой на данном интервале?



Вопросы для самопроверки

13. Как зависит сопротивление перемещению колонны труб в скважине от площади соприкосновения буровой колонны со стволом скважины?
14. Классификация профилей скважины по количеству интервалов?
15. Классификация профилей скважины по виду профиля?
16. Классификация профилей скважины по величине радиуса искривления?
17. Достоинства и недостатки двухинтервального профиля скважины?
18. Достоинства и недостатки трехинтервального профиля скважины с третьим прямолинейным участком ствола?
19. Достоинства и недостатки трехинтервального профиля скважины с третьим участком падения угла?
20. Достоинства и недостатки четырехинтервального профиля скважины с четвертым участком падения угла?
21. Достоинства и недостатки четырехинтервального профиля скважины с четвертым участком увеличения угла?
22. Достоинства и недостатки пятиинтервального профиля скважины с четвертым участком падения угла?
23. В чем суть проектирования профиля скважины по номограммам?

Спасибо за внимание!!!