

ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

УТВЕРЖДАЮ

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'М.В. Двойников'.

Руководитель ОПОП ВО
Профессор М.В. Двойников

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ
ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ ПО ДИСЦИПЛИНЕ
ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Уровень высшего образования:	Подготовка кадров высшей квалификации
Направление подготовки:	21.06.01 Геология, разведка и разработка полезных ископаемых
Направленность (профиль):	Технология бурения и освоения скважин
Форма обучения:	очная
Нормативный срок обучения:	4 года
Составитель:	д.т.н., профессор Двойников М.В.

Санкт-Петербург

Введение

С начала освоения Западно-Сибирского нефтегазового территориально - производственного комплекса пробурено более 130 тыс. скважин с объемом проходки свыше 300 млн. м, введено в разработку 187 месторождений. Народному хозяйству страны поставлено 7,5 млрд. т. нефти. Такие темпы развития в сложных географических и климатических условиях Тюменского Севера были бы не возможны без создания и освоения в небывалых в мировой практике масштабах кустового способа разбуривания нефтяных месторождений наклонно направленными скважинами и без качественно новых решений технологии их проходки. При этом объем кустового наклонного бурения составляет более 95% от общей проходки. Разбуривание месторождений кустами скважин потребовало принципиально новых организационных и технических решений в строительстве и нефтепромысловом обустройстве, что в совокупности обеспечило рост эффективности и ускорение окупаемости капитальных вложений. Вместе с тем возник ряд технико-технологических и экономических проблем, связанных с качеством выполнения проектных профилей, пересечением стволов бурящихся и ранее пробуренных скважин, прихватами бурильного инструмента, снижением эксплуатационной надежности внутрискважинного оборудования (ВСО). Такие проблемы решались многими исследователями.

Начиная с 1998 года в Западной Сибири, для повышения продуктивности скважин широко внедряется технология их строительства с пологим (до 70°) зенитным углом входа в продуктивный пласт и пересечения его толщи, а также с горизонтальным (до 90° и более) окончанием ствола протяженностью 500 м и более.

Цель данного пособия: получение основ знаний и навыков по проектированию эффективных профилей скважин.

1 Основные термины и определения

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.

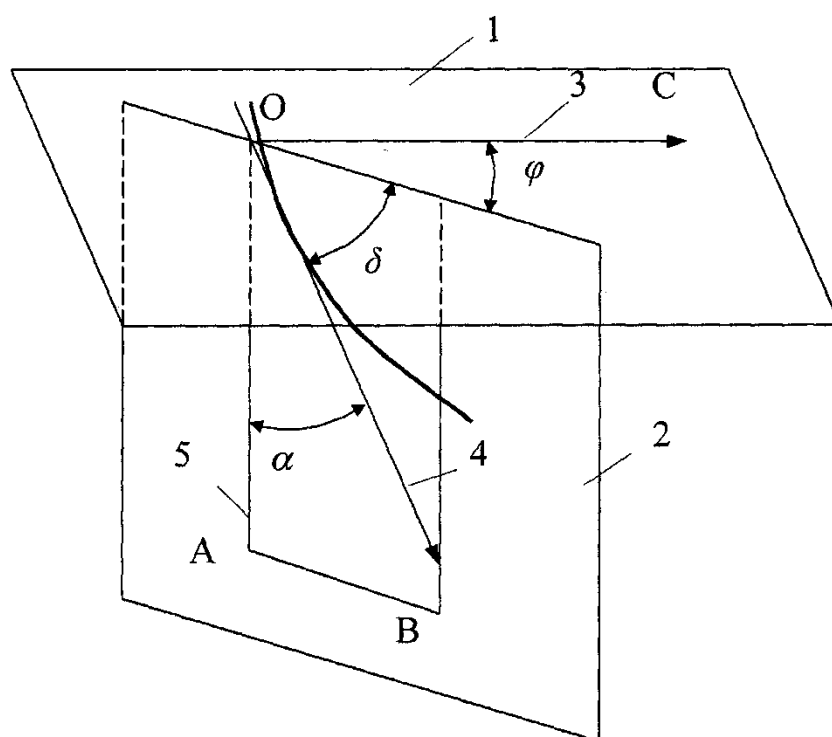


Рис. 1 Параметры, определяющие положение оси скважины в пространстве:

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,

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

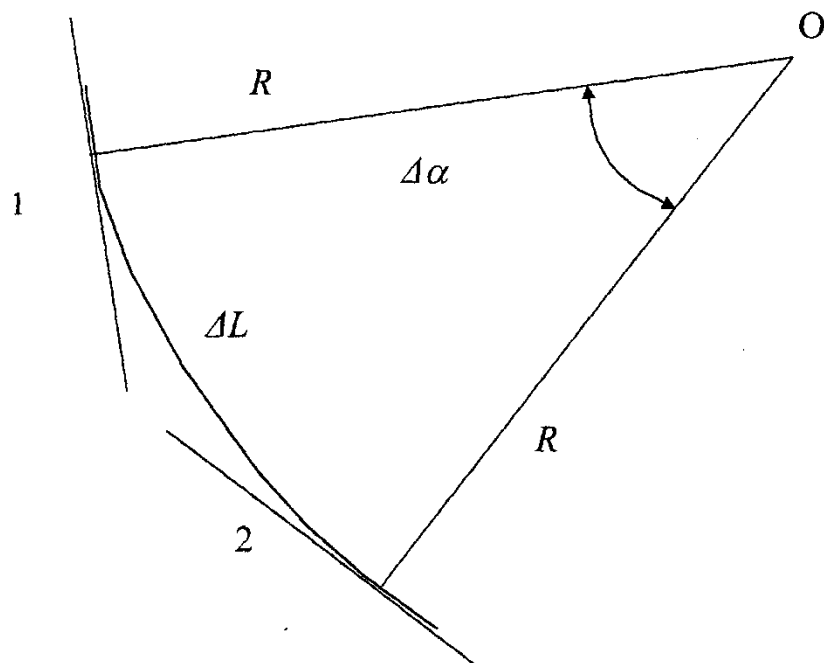


Рис. 2 Схема к измерению зенитного угла:
1,2- касательные к дуге в точках измерения углов

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 центриатора, 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.

2 Общие положения и рекомендации

2.1 Бурение искусственно искривленных скважин позволяет решить две большие задачи: эффективно использовать капитальные вложения на строительство скважин и в большей степени сохранить естественную среду на дневной поверхности. В связи с этим объемы бурения таких скважин продолжают расти во всех нефтегазодобывающих районах. В решении первой задачи значительную роль играет квалификация инженера-технолога как проектирующего проводку целенаправленно искривленной скважины, так и осуществляющего проводку такой скважины.

2.2 Проектирование профиля включает выбор и обоснование типа профиля, расчет всех его элементов и графические построения. При этом почти всегда требуется выбрать тип отклоняющего устройства, обосновать его параметры и компоновку низа бурильного инструмента.

Запроектированный профиль не должен вызывать технологических отклонений при проводке скважины, поэтому бывает необходимо провести расчет усилий на буровом крюке, возникающих при движении в скважине бурильного инструмента, обсадных колонн, НКТ и т.д.

2.3 В настоящее время наиболее распространена методика проектирования профиля, искривленного в одной плоскости, основанная на аналитическом методе расчета с последующим графическим построением его элементов.

При ориентировочных расчетах применяется графический метод. Для некоторых типов профилей скважины - номографированием [3,6].

2.4 Общую методику проектирования наклонно направленных скважин [4,5] бывает целесообразно видоизменить, вводя закономерности изменения траектории оси скважины в конкретных геологических и географических условиях. Примером является методика СибНИИНП [3,6].

2.5 Перед проектированием профиля требуется выполнить следующие работы:

2.5.1 Тщательно изучить данные по ранее пробуренным скважинам, установить закономерности естественного изменения зенитного и азимутального

углов и влияние на них параметров режима бурения и КНБК.

2.5.2 Определить интенсивность набора и снижения α на 10 м проходки ($\Delta\alpha_{10}$) при работе с отклоняющими устройствами (ОУ) и без них.

2.5.3 По структурной карте (рис. 3) и геологическому разрезу определить смещение забоя от вертикали (A), проходящей через устье скважины, глубину скважины по вертикали (H) и проектный азимут ($\phi_{пр}$).

2.5.4 Далее в соответствии с существующими рекомендациями и условиями проводки скважины выбирается тип профиля скважины и проводится расчет.

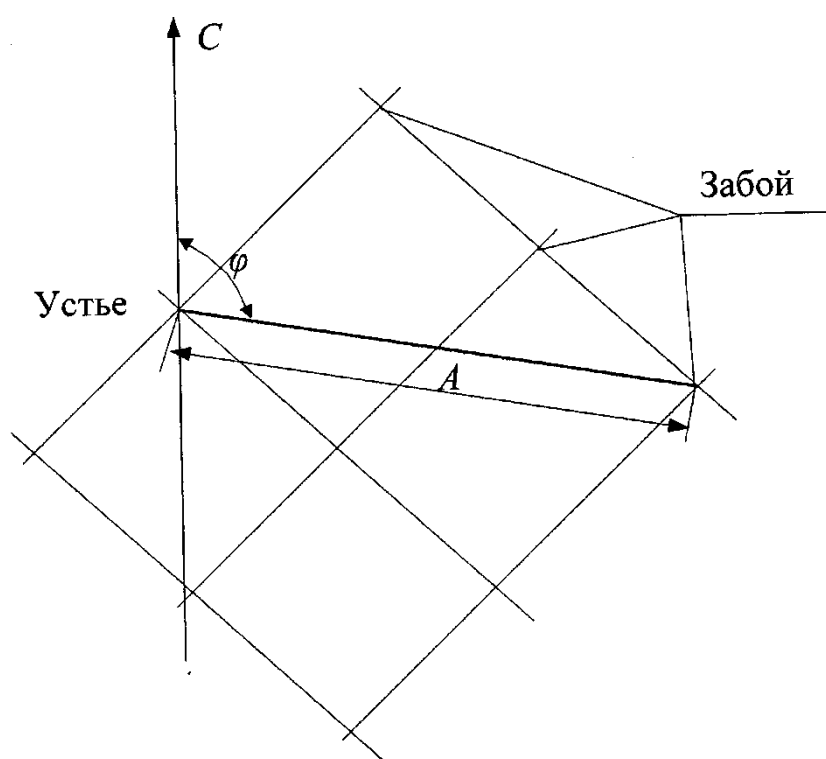


Рис. 3 Структурная карта

2.6 Необходимо учитывать, что аналитический метод проектирования можно осуществить в двух вариантах.

2.6.1 Первый вариант предусматривает выбор и обоснование допустимых радиусов и искривления оси скважины на соответствующем участке. После выбора R и расчета необходимой величины α определяется требуемое значение

$\Delta\alpha_{10пр}$ по формуле:

$$\Delta\alpha_{107P} = \frac{573}{R_{i\max}}, \quad (14)$$

где: $R_{i\max}$ - максимальный из всех допустимых R_{\max} .

2.6.2 Минимально допустимый радиус искривления в работе [8] предлагается рассчитывать из условия проходимости в искривленном участке скважины наиболее жесткой части системы: «долото - забойный двигатель» (рис. 5) по формуле:

$$R_{\min1} = \frac{0,125 \cdot L_{3д}^2}{0,74 \cdot (D_{\partial} - d_{3д}) - k}, \quad (15)$$

где: $L_{3д}$ - длина забойного двигателя с долотом, м;

$D_{\partial}, d_{3д}$ - диаметры, соответственно, долота и забойного двигателя, м;

k - зазор между стенками скважины и забойным двигателем, м. В мягких породах $k = 0$, в твердых $k = 3 - 6$ мм [8].

2.6.3 При уменьшении диаметра и увеличении длины забойного двигателя рекомендуется учитывать влияние его прогиба [4]:

$$R_{\min2} = \frac{0,167 \cdot L_{3д}^2}{D_{\partial} - d_{3д} - k + f}, \quad (16)$$

где: f - стрела прогиба забойного двигателя, м;

$$f = \frac{0,13 \cdot 10^5 \cdot q \cdot L_{3д}^2}{E \cdot J}, \quad (17)$$

q - вес одного метра забойного двигателя, Н/м;

$L_{3д}$ - длина забойного двигателя, м;

E - модуль упругости, $E = 2,1 \cdot 10^{11}$ Н/м²;

J - момент инерции поперечного сечения забойного двигателя, м⁴;

$$J = 0,049 \cdot d_{3д}^4. \quad (18)$$

2.6.4 Расчет минимально допустимого радиуса искривления из условия нормальной эксплуатации бурильных труб.

2.6.5 Для верхней части скважины $R_{\min3}$ определяется в точке

сопряжения вертикального участка с участком набора зенитного угла, так как в этом сечении напряжения от изгиба дополняются растягивающими нагрузками [8]:

$$R_{\min 3} = \frac{E \cdot d}{2 \cdot (\sigma_{\tau} - \sigma_p)}, \quad (19)$$

где: d - наружный диаметр трубы, м;

σ_m - предел текучести, Н/м²;

σ_p - напряжение растяжения, Н/м²;

$$\sigma_p = \frac{P}{F}; \quad (20)$$

P - максимальная растягивающая нагрузка в рассматриваемом сечении, Н;

F - площадь поперечного сечения трубы, м².

2.6.6 Для нижних интервалов ствола, например, 4-й участок для профиля на

рис. 4 (г, д), $R_{\min 4}$ определяется с учетом возможной концентрации местных напряжений в мелкой резьбе по формуле [8]:

$$R_{\min 4} = \frac{E \cdot d \cdot \alpha_k}{2 \cdot \sigma_p}, \quad (21)$$

где: α_k - коэффициент концентрации местных напряжений; для сталей

групп прочности Д и Е α_k равен, соответственно 1,84 и 1,99 [8].

2.6.7 Замки бурильной колонны не должны создавать чрезмерного давления на стенки скважины во избежание их интенсивного износа, желобообразования и т.п. при спуско-подъемных операциях. В этом случае R_{\min} вычисляется по формуле (при длине свечи 25 м) [4, 8]:

$$R_{\min 5} = \frac{12,5 \cdot P}{T_{\delta}}, \quad (22)$$

где: P - осевое усилие, Н;

T_{δ} - допустимое усилие взаимодействий замка со стенкой скважин, Н;

T_{δ} - принимается равной 20-30 кН для разрезов, сложенных мягкими

породами, и 40-50 кН - крепкими и твердыми [4].

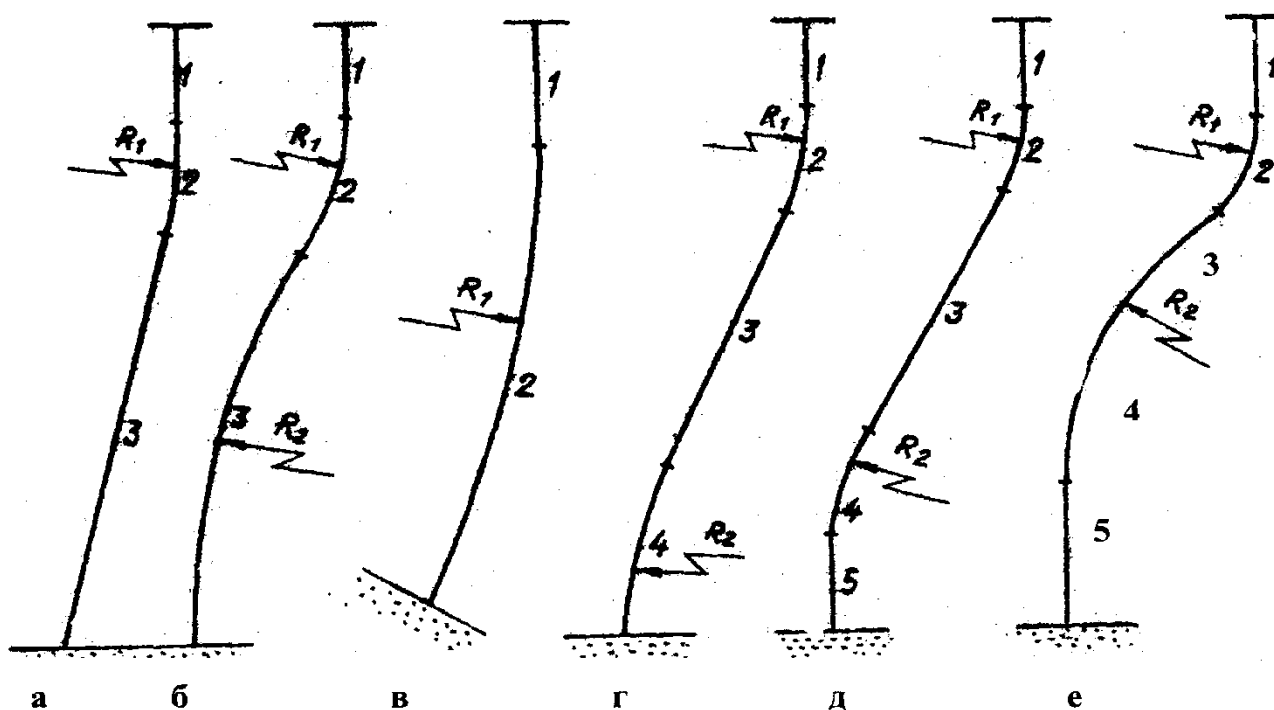


Рис. 4 Типы профилей наклонно направленных скважин:

1 - вертикальный участок; 2 - участок набора α ; 3 - прямолинейно-наклонный участок (для профилей а, г, д); 3 - участок уменьшения α (рис. б, е); 4 - участок уменьшения α (рис. г, д); 4, 5 - вертикальный участок (рис. д, е).

2.6.8 Определение минимально, допустимого радиуса искривления для спущенных в скважину обсадных труб.

Спущенная в скважину колонна обсадных труб изгибается примерно так же, как и ось скважины. Величина изгибающих напряжений в обсадных трубах при этом не должна превысить допустимой величины. Для выполнения этого условия

R_{\min} определяется как:

$$R_{\min} = \frac{E \cdot d}{2 \cdot [\sigma_{uz}]}, \quad (23)$$

где: $[\sigma_{uz}]$ - допустимое напряжение изгиба (для стали группы прочности Д $[\sigma_{uz}] \approx 200 \text{ МПа}$)

2.6.9 Расчет R_{\min} из условий нормальной эксплуатации глубоких

насосов, пропуска приборов в скважину.

Указанные приборы должны вписываться в искривленные участки скважины

без деформации. Из этого условия $R_{\min 7}$ определяется по формуле [4]:

$$R_{\min 7} = \frac{L^2}{8 \cdot (D - d - k_1)}, \quad (24)$$

где: L - длина спускаемого прибора или насоса, м;

D - внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

d - наружный диаметр прибора, м;

k_1 - зазор между стенкой обсадных труб и корпусом прибора или насоса (обычно $k_1 = 1,5 - 3 \text{ мм}$ [4]), м.

2.7 Проверка условий свободного пропуска компоновки низа бурового инструмента через кондуктор.

Такая проверка необходима, если планируется работа с отклоняющимися устройствами (ОУ) после спуска кондуктора или, когда возможны исправительные работы.

При жесткой компоновке с короткими плечами l_1, l_2 (рис. 6) и большими диаметрами проходимость определяется из условия [4]:

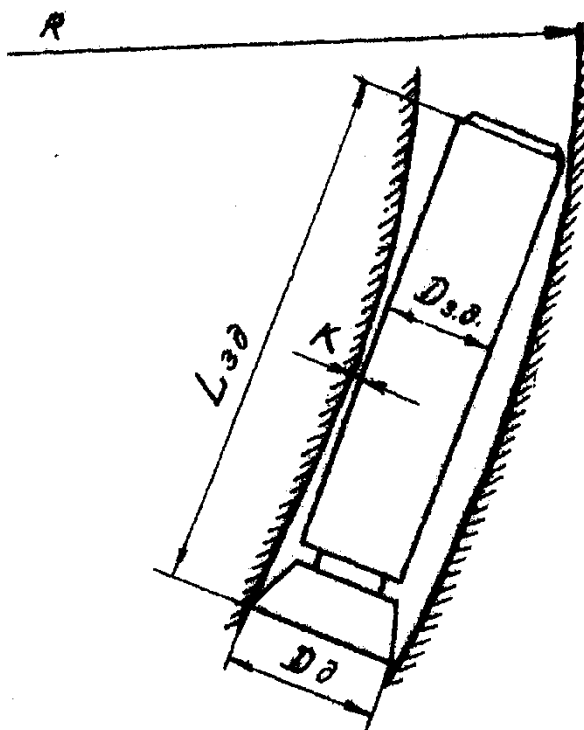


Рис. 5 Схема вписываемости забойного двигателя в искривленном участке

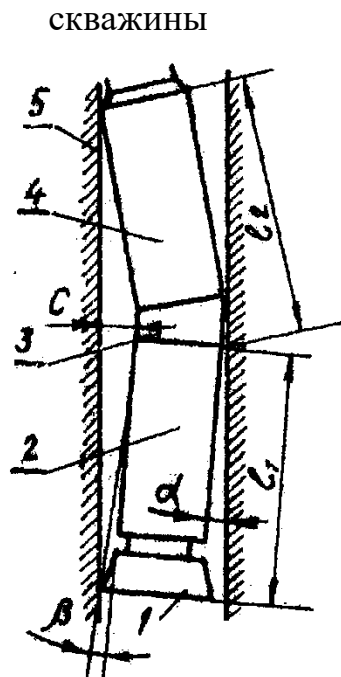


Рис. 6 Компоновка низа буровой колонны при увеличении зенитного угла:

1 - долото; 2 - турбобур; 3 - отклонитель; 4-УБТ; 5 - кондуктор

$$D_{кв} \geq d_{т} + c, \quad (25)$$

где: $D_{кв}$ - внутренний диаметр кондуктора, м;

d_m - диаметр турбобура, м.

$$c = \frac{l_1 \cdot l_2}{l_1 + l_2} \cdot \sin(\gamma + \beta), \quad (26)$$

γ - угол перекоса оси резьб переводника, град;

β - угол несоосности КНБК, град;

$$\beta = \arctg \left(D_{\delta} - \frac{d_{т}}{2 \cdot l_1} \right). \quad (27)$$

С уменьшением жесткости компоновки проходимость ее через кондуктор рассчитывается с учетом упругой деформации по формуле [4]:

$$D_{кв} \geq d_{т} + c - f, \quad (28)$$

где: f - прогиб плеча компоновки в пределах упругих деформаций, м.

$$f = \frac{67 \cdot [\sigma] \cdot l^2}{E \cdot d_T}, \quad (29)$$

$[\sigma]$ - допустимое напряжение в опасном сечении, МПа;

l - короткое плечо компоновки, м;

d_m - диаметр турбобура, м.

При курсовом и дипломном проектировании предварительно следует решить вопрос о том, какие R_{\min} необходимо рассчитывать, а какие нет. В расчете всех радиусов не всегда есть необходимость.

2.8 При втором варианте расчета элементов профиля выбирается эффективное (в конкретных условиях) ОУ при известных величинах $\Delta\alpha_{10}$ на соответствующем интервале бурения при определенных допустимых α . Затем по формуле (13) находят \mathbf{R} и продолжают расчеты.

3 Проектирование профилей наклонно направленных скважин в одной плоскости

3.1 Выбор профиля скважины

Для проектирования профилей наклонно направленных скважин в одной плоскости принято применять несколько стандартных профилей (рис. 4.а, е) и видоизмененных с участками снижения α [6], где кривая не соответствует окружности.

При выборе профиля следует учитывать следующее.

3.1.1 Применение трехинтервального профиля (с наклонным участком (рис. 4.а) позволяет при малом количестве рейсов с ОУ достичь значительной величины A при минимальном удлинении оси скважины. При этом профиле обычно не имеется осложнений при различных способах эксплуатации скважин. Этот профиль эффективен в том случае, если имеется возможность без дополнительных затрат поддерживать $\alpha = const$ на всем третьем участке, т.е. когда длина этого участка невелика или благоприятны геологические условия.

3.1.2 Двухинтервальный профиль с нижним искривленным участком (рис. 4.в) рекомендуется применять, когда требуется войти в крутопадающий пласт под определенным углом. В этом случае величина отхода A обусловлена местоположением буровой установки и проектного пласта. Такой профиль применим при роторном и турбинном бурении. Скважину в этом случае можно пробурить без ОУ, если геологические, технологические и технические условия проводки скважины позволяют обеспечить необходимую величину $\Delta\alpha_{10}$ при заданном угле ϕ . При таком профиле на начальном участке можно применить ОУ, а затем осуществить безориентированное бурение.

3.1.3 Трехинтервальный профиль с участками набора и снижения α (рис. 4.б) является частным случаем четырехинтервального профиля с последним вертикальным участком (рис. 4.е), а четырехинтервальный профиль - с наклонными двумя искривленными участками (рис. 4.г) является частным

случае пятиинтервального с нижним вертикальным участком (рис. 4.д). Нижние вертикальные участки необходимы, когда требуется вскрыть определенные пласты под прямым углом, например, если на площади имеется несколько продуктивных пластов. При этом можно эксплуатировать несколько пластов одновременно при сохранении общей сетки разработки месторождения.

3.1.4 Таким образом, если нет специальных требований, ограничивающих необходимость последних вертикальных участков, из четырех последних профилей предпочтительно применение трех или четырехинтервального профиля, приведенных на рис. 4.б, г. Такие профили могут применяться при различных условиях бурения. Эти профили особенно эффективны, когда на последних участках используются естественные искривления скважин и простые КНБК без ОУ [3]. При равных A в случае трехинтервального профиля (рис. 4.б) на первом искривленном участке необходимо набирать больший зенитный угол, чем при профиле, приведенном на рисунке 4.г. Поэтому трехинтервальный профиль предпочтителен в том случае, если величина A меньше 300-400 м.

3.1.5 При выборе профиля скважины необходимо учитывать конструкцию скважины [7, с. 21], величину угла стабилизации, величину критического зенитного угла $\alpha_{кр}$, при котором азимут скважин стабилизируется. Величина угла $\alpha_{кр}$ для мягких и средних пород составляет 20-25°.

Тогда ориентировочная величина α_{max} на участке искривления равна:

$$\alpha_{max} \cong \alpha_{кр} + \Delta\alpha_e, \quad (30)$$

где: $\Delta\alpha_e$ - интенсивность снижения α в интервале, где не предусматривается применение ОУ. Величина $\Delta\alpha_e$ находится по результатам экспериментальных исследований.

3.2 К обоснованию длины верхнего вертикального участка профиля

3.2.1 Длина вертикального участка ($h_1=l_1$) в первую очередь выбирается с таким условием, чтобы исключалась работа с ОУ в рыхлых, обваливающихся или осыпающихся породах.

Как показала практика бурения наклонно направленных скважин в Западной Сибири, зарезку искривленного ствола скважины и проводку первого искривленного участка скважины можно успешно осуществлять в относительно мягких породах. Экономически выгодно бывает закончить набор α при бурении скважины под кондуктор, чтобы после смены диаметра долота на меньший по возможности исключить применение ОУ.

3.2.2 При обосновании величины h_1 необходимо учитывать количество скважин в кусте, разность между азимутами двух соседних скважин (угол $\Delta\phi_1$) и порядок забуривания скважин в кусте [3,6].

3.2.3 Необходимо, чтобы начало первого искривленного участка для соседних скважин в кусте отличалось на величину Δh_1 (табл. 1).

3.2.4 Длина h_1 зависит [6] также от угла (ϕ) измеряемого по часовой стрелке от направления движения буровой установки до проектного направления на точку забуривания искривленного участка (табл. 1). В таблице h_1 - это длина h_i , для предыдущей скважины, а h_{i+1} - для последующей.

Таблица 1

Некоторые данные к обоснованию h_1

Величина	Δ	Угол ϕ , град	Соотношение h_i , и
Менее 10°	30	$0-60^\circ, 300^\circ-$	$h_i > h_{i+1}$
$10^\circ-20^\circ$	20	$60^\circ-120^\circ,$ $240^\circ-300^\circ$	Допускается $h_i > h_{i+1}$
Более 20°	10	$60^\circ-300^\circ$	$h_i < h_{i+1}$

3.3 Графический метод проектирования профиля

3.3.1 Суть метода [4] заключается в графическом построении профиля с последующим определением по чертежу числовых значений его элементов. Исходными данными являются проектные положения устья и забой скважины.

3.3.2 *Пример.* Спроектировать графическим способом профиль типа, показанного на рис. 4.а. Даны положения устья **в** и забоя **Z** (рис. 7).

3.3.3 Определяется величина **A** и **H** по структурной карте и геологическому разрезу. Через точку **Z** проводится наклонная прямая **ZC** под углом α к вертикали. Угол α должен соответствовать условиям набора зенитного угла и эксплуатации скважины, величина его выбирается ориентировочно.

3.3.4 Проводится линия **CO** - биссектриса угла **BCZ**. Далее выбирается длина искривленного участка, и половина ее ($cn_1 = cm_1$) откладывается от точки **C**, соответственно, по прямым **CB** и **CZ**. Перпендикуляры из точек n_1 и m_1 к прямым **CB** и **CZ**, пересекаясь на линии **CO**, дают центр (O_1) окружности, которой принадлежит дуга n_1m_1 .

3.3.5 Полученный радиус $R_1 = n_1O_1 = m_1O_1$ должен быть проверен как из условий технических возможностей его получения, так и из условий проходимости турбобура через искривленный участок скважины, работоспособности в нем бурильных труб и т.д. Эти вопросы рассмотрены в п. 2.6.

3.3.6 Если требуется увеличить радиус R_1 , переходят к отрезкам cn_2, cm_2 , центру O_2 и радиусу R_2 .

3.3.7 Далее измеряют проекции и длины всех участков профиля. Аналогичный подход возможен применительно и к остальным типам профилей, показанным на рис. 4.

3.4 Общий метод проектирования профиля наклонно направленных скважин

3.4.1 Исходными данными при проектировании являются величины **A**, **H**,

интенсивность набора зенитного угла ($\Delta\alpha'_{10}$) с помощью применяемых отклонителей на втором участке и усредненная интенсивность уменьшения зенитного угла ($\Delta\alpha'_{10}$) на соответствующем участке при бурении без ОУ (например, на третьем участке для профиля на рис. 4.б). Дальнейший порядок работ при проектировании следующий.

3.4.2 После обоснования выбора типа профиля применительно к рассматриваемым условиям проводки скважины выбирается длина вертикальных участков.

3.4.3 Длина первого участка (l_1 для всех профилей) выбирается с учетом характеристики верхней части геологического разреза и очередности бурения скважин в кусте (при кустовом бурении).

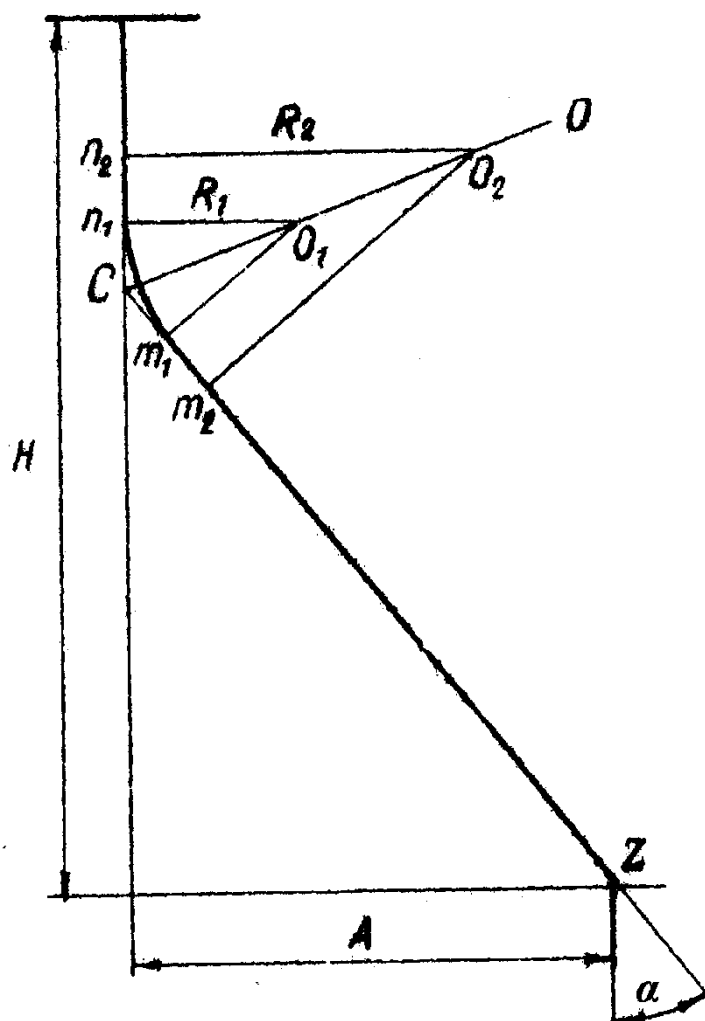


Рис. 7 Графический расчет профиля скважины

3.4.4 Длина пятого и четвертого (рис. 4.д, е) участков должна на 5-10% превышать расстояние между кровлей верхнего и подошвой нижнего продуктивных горизонтов многопластового месторождения.

3.4.5 Рассчитываются минимально допустимые радиусы искривления оси скважины ($R_{\min 1}$) на участке набора зенитного угла и $R_{\min 2}$ на участке уменьшения α по методике, изложенной в работах [4, 8].

3.4.6 В зависимости от выбранной величины R_i рассчитывается проектная величина $\Delta\alpha_{10}$ по формуле:

$$\Delta\alpha_{10} = \frac{573}{R_i}. \quad (31)$$

3.4.7 По требуемой величине $\Delta\alpha'_{10mp}$ выбирается ОУ на основании данных по ранее пробуренным скважинам.

3.4.8 Величину R_1 , получаемую с помощью данного отклонителя, необходимо увеличить на 5-10% вследствие возможного недобора угла α из-за неточности установки ОУ.

3.4.9 Величина R_2 определяется с привлечением информации об усредненной величине $\Delta\alpha'_{10}$ на участке естественного уменьшения зенитного угла по данным ранее пробуренных скважин с помощью формулы:

$$R_2 = \frac{573}{\Delta\alpha'_{10}}. \quad (32)$$

Применение ОУ для получения R_2 не практикуется.

3.4.10 Рассчитывается значение α в конце участка набора зенитного угла по формулам, приведенным в табл. 2.

Таблица 2

Формулы для расчета зенитного угла

Тип профиля (значения)	Формула	Примечание

4.а	$\cos \alpha = \frac{R \cdot (R - A) + H_o \sqrt{H_o^2 + A^2 - 2 \cdot A \cdot R}}{(R - A)^2 + H_o^2}$	$H_o = H - h_1$ Н - глубина скважины
4.б, в	$\operatorname{tg} \frac{\alpha}{2} = \frac{A}{H - h_1} \quad (2)$	Для "в" можно $\alpha = \cos \left(1 - \frac{A}{R_o} \right)$
4.г,д	$\sin \alpha = \frac{R_o \cdot H_o - (R_o - A) \sqrt{H_o^2 - A \cdot (2 \cdot R - A)}}{(H_o^2 + R_o^2) - A \cdot (2 \cdot R_o - A)} \quad (3)$	$R_o = R_1 + R_2$ $H_o = H - h_1$ Для «д»: $H_o = H - h_1 - h_5$
4.е	$\alpha = \arccos \left(1 - \frac{A}{R_o} \right) \quad (4)$	$R_o = R_1 + R_2$

3.4.11 Рассчитываются длины, вертикальные и горизонтальные проекции всех участков профиля по формулам, приведенным в табл. 3.

3.4.12 Проверяется равенство сумм горизонтальных и вертикальных проекций профиля, соответственно, величинам А и Н. Допускаемое, при этом отклонение (не более $\pm 0,3\%$) связано с неточностями расчетов и не имеет отношения к кругу допуска, представляющего собой допустимое отклонение фактического положения забоя от проектного.

3.5 Проектирование профиля наклонно направленной скважины по методике СибНИИНП

3.5.1 Исходными данными являются глубина скважины по вертикали Н и отклонение забоя от вертикали А.

3.5.2 На нефтяных месторождениях Западной Сибири нашли применение профили, показанные на рис. 4, (а, б, г). При $A < 300$ м применяется трехинтервальный профиль (рис. 4.а, б), при $A > 300$ м - четырехинтервальный (рис. 4.г). В случае трехинтервального профиля допускается осуществлять набор зенитного угла ниже глубины спуска кондуктора.

3.5.3 Расчет трехинтервального профиля с прямолинейно-наклонным участком по методике СибНИИНП [3,6].

Длина первого вертикального участка ($l_1 = h_1$) обосновывается с учетом направления движения станка и очередности бурения в кусте данной скважины

(п. 3.2). Величина радиуса на участке набора α определяется после выбора компоновки из числа применяемых в Западной Сибири по данным табл. 4. 5.

Формулы для расчета длин вертикальных и горизонтальных проекций всех участков профиля

Тип профиля	№	Длина участка, м	проекция, м	Вертикальная проекция, м
1	2	3	4	5
4.а	1	$l_1 = h_1$	-	$h_1 = l_1$
	2	$l_2 = 0,01745 \cdot R \cdot \alpha$	$a_2 = R \cdot (1 - \cos \alpha)$	$h_2 = R \cdot \sin \alpha$
	3	$l_3 = h_3 / \cos \alpha$	$a_3 = h_3 \cdot \operatorname{tg} \alpha$	$h_3 = H - h_1 - h_2$
	Всего	$L = \sum l_i$	$A = \sum a_i$	$H = \sum h_i$
4.б	1	$l_1 = h_1$	-	$h_1 = l_1$
	2	$l_2 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \alpha$	$a_2 = R_1 \cdot (1 - \cos \alpha)$	$h_2 = R_1 \cdot \sin \alpha$
	3	$l_3 = 0,01745 \cdot R_2 \cdot \alpha$	$a_3 = R_2 \cdot (1 - \cos \alpha)$	$h_3 = R_2 \cdot \sin \alpha$
	Всего	$L = \sum l_i$	$A = \sum a_i$	$H = \sum h_i$
4.в	1	$l_1 = h_1$	-	$h_1 = l_1$
	2	$l_2 = 0,01745 \cdot R \cdot \alpha$	$a_2 = R \cdot (1 - \cos \alpha)$	$h_2 = R \cdot \sin \alpha$
	Всего	$L = \sum l_i$	$A = \sum a_i$	$H = \sum h_i$
4.г	1	$l_1 = h_1$	-	$h_1 = l_1$
	2	$l_2 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \alpha$	$a_2 = R_1 \cdot (1 - \cos \alpha)$	$h_2 = R_1 \cdot \sin \alpha$
	3	$l_3 = h_3 / \cos \alpha$	$a_3 = h_3 \cdot \operatorname{tg} \alpha$	$h_3 = H - h_1 - h_2 - h_4$
	4	$l_4 = 0,01745 \cdot R_2 \cdot \alpha$	$a_4 = R_2 \cdot (1 - \cos \alpha)$	$h_4 = R_2 \cdot \sin \alpha$
	Всего	$L = \sum l_i$	$A = \sum a_i$	$H = \sum h_i$

Продолжение табл.3

1	2	3	4	5
4.д	1	$l_1 = h_1$	-	$h_1 = l_1$
	2	$l_2 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \alpha$	$a_2 = R_1 \cdot (1 - \cos \alpha)$	$h_2 = R_1 \cdot \sin \alpha$
	3	$l_3 = h_3 / \cos \alpha$	$a_3 = h_3 \cdot \operatorname{tg} \alpha$	$h_3 = H - h_1 - h_5 - (R_1 + R_2) \sin \alpha$
	4	$l_4 = 0,01745 \cdot R_2 \cdot \alpha$	$a_4 = R_2 \cdot (1 - \cos \alpha)$	$h_4 = R_2 \cdot \sin \alpha$
	5	$l_5 = h_5$	$a_5 = 0$	
	Всего		$L = \sum l_i$	$A = \sum a_i$
4.е	1	$l_1 = h_1$	-	$h_1 = l_1$
	2	$l_2 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \alpha$	$a_2 = R_1 \cdot (1 - \cos \alpha)$	$h_2 = R_1 \cdot \sin \alpha$
	3	$l_3 = 0,01745 \cdot R_2 \cdot \alpha$	$a_3 = R_2 \cdot (1 - \cos \alpha)$	$h_3 = R_2 \cdot \sin \alpha$
	4	$l_4 = h_4$	-	$h_4 = l_4$
	Всего		$L = \sum l_i$	$A = \sum a_i$

Таблица 4

Интенсивность увеличения зенитного угла на 10 м и радиус искривления оси скважины, получаемые с применением кривого переводника

Компоновка	Угол перевода переводника, град	Зенитный угол, град				
		0-10	0-20	0-30	0-40	0-50
		$\frac{\Delta\alpha_1}{R_1}$	$\frac{\Delta\alpha_1}{R_1}$	$\frac{\Delta\alpha_1}{R_1}$	$\frac{\Delta\alpha_1}{R_1}$	$\frac{\Delta\alpha_1}{R_1}$
Долото 295,3 мм; турбо-бур ТСШ-240 (I секция), УБТ 178 мм 12м	3-45	1,65 347	1,56 367	1,44 400	1,25 458	1,08 530
	3-00	1,31 437	1,28 448	1,15 500	1,00 573	- -
	2-300	1,14 503	1,08 530	0,96 597	0,18 707	- -
	2-00	1,00 578	0,91 630	0,82 700	- -	- -
	3-00	1,50 382	1,37 418	1,26 455	1,14 503	1,04 551
Долото 295,3 мм; турбо-бур Т12МЗ-240, УБТ	2-300	1,25 458	1,17 490	1,08 530	1,00 573	- -
	2-00	1,10 520	1,02 560	0,93 615	0,86 665	- -
	2-00	1,10 520	1,02 560	0,93 615	0,86 665	- -

Таблица 5

Значения $\Delta\alpha_{10}$ и R_1 , получаемые с применением ТО

Диаметр	Компоновка	$\Delta\alpha_{10}$, град	R_1 , м
295,3	ОТС-9"-1°30'	1,5	380
215,9	ОТС-7 1/2"-1°30'	2,5	230
215,9	ОТС-7 1/2"-1°	2,15	265
215,9	ОТС-7 1/2"-1°30'	2,0	285

3.5.3.3 Вычисляются зенитный угол в конце второго участка (набора α) по формуле (4.а) из табл. 2 и величины проекций и длин участков профиля по формулам, приведенным в табл. 3.

Затем проверяется точность расчетов по формулам:

$$H \approx \sum_1^3 h_i; \quad (33)$$

$$A \approx \sum_1^3 a_i. \quad (34)$$

3.5.4 Расчеты трехинтервального профиля с участком свободного уменьшения зенитного угла.

3.5.4.1 После обоснования величин l_1 и R_1 при заданных H и A необходимо обосновать величину вертикальной проекции третьего участка (h_2), которая должна несколько превышать расстояние между кровлей верхнего и подошвой нижнего продуктивных горизонтов.

3.5.4.2 Максимальный зенитный угол (в конце второго и начале третьего участков) определяется по формуле:

$$\alpha_{\max} = \alpha' + \Delta\alpha', \quad (35)$$

где: α' - величина зенитного угла, которую необходимо получить на втором участке, если третий участок заменить прямолинейно-наклонным (рис. 8). Угол α вычисляется по формуле (2) из табл. 2;

$\Delta\alpha'$ - увеличение зенитного угла (рис. 8), зависящее от интенсивности его уменьшения на третьем участке [6].

3.5.4.3 Угол $\Delta\alpha'$ определяется из соотношения:

$$\Delta\alpha' \approx \frac{\alpha' - \alpha_k}{2}, \quad (36)$$

где: α_k - конечный зенитный угол, который определяется по рис. 9.

При этом необходимо рассчитать l_3 по приближенной формуле:

$$l_3 \approx \frac{h_3}{\cos\alpha_1}. \quad (37)$$

Из формул (35), (36) получаем:

$$\alpha_{\max} = \frac{3 \cdot \alpha' - \alpha_k}{2}. \quad (38)$$

3.5.4.4 Из примера на рис. 9 следует, что после бурения долотом Ш 215,9 МЗ-

ГВ интервала длиной 600 м зенитный угол с начальной величины 25° уменьшается до 14° .

3.5.4.5 Проекции и длины участков профиля рассчитываются по формулам, приведенным в табл. 6.

3.5.5 Расчеты четырехинтервального профиля (рис. 4.г).

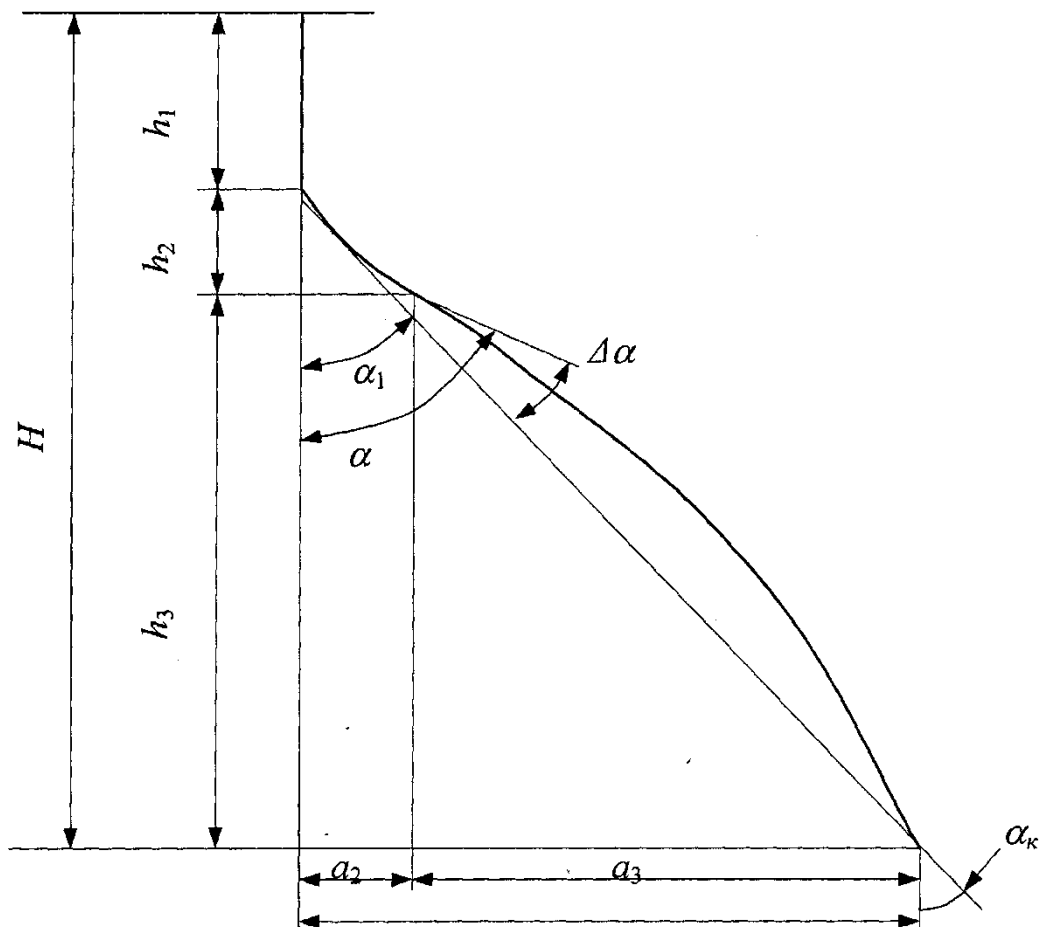


Рис. 8 Трехинтервальный профиль с участком свободного уменьшения α .

Исходными данными, как и ранее, являются величины H , A . Обосновываются h_1 и h_4 (вертикальная проекция участка свободного уменьшения зенитного угла), а также R_1 на втором участке (табл. 4, 5).

По формуле (2) из таблицы 2 определяется угол α , который необходимо было бы набрать, если участки 3 и 4 заменить прямолинейно-наклонным участком.

Формулы для расчета элементов трехинтервального профиля

Уча сток	Длина ствола, м	Горизонтальна я проекция м	Вертикальная проекция м
1	$l_1 = h_1$	-	$h_1 = l_1$
2	$l_2 = 0,01745 \cdot R \cdot \alpha'$	$a_2 = R \cdot (1 - \cos \alpha')$	$h_2 = R \cdot \sin \alpha'_{\max}$
3	$l_3 = \frac{h_3}{\cos \left(\frac{\alpha'_{\max} + \alpha'_k}{2} \right)}$	$a_3 = h_3 \cdot \operatorname{tg} \frac{\alpha'_{\max}}{2}$	$h_3 = H - h_1 - h_2$
Всег	$L = \sum l_i$	$A = \sum a_i$	$H = \sum h_i$

Вычисляется ориентировочно длина участка уменьшения α' :

$$l_4 \approx \frac{h_4}{\cos \alpha'} \quad (39)$$

По графику (рис. 9) определяется конечный угол α'_k при начальном α' и длине участка l_4 .

Максимальный зенитный угол в конце второго участка с учетом его уменьшения на четвертом участке вычисляется по формуле:

$$\operatorname{tg} \alpha'_{\max} = \frac{A - R \cdot (1 - \cos \alpha') - h_4 \cdot \operatorname{tg} \left(\frac{\alpha' + \alpha'_k}{2} \right)}{H - h_1 - h_4 - R \cdot \sin \alpha'} \quad (40)$$

Проекции и длины участков профиля рассчитываются по формулам, приведенным в табл. 7.

После расчета элементов профиля проверяется правильность расчетов по формулам (33), (34).

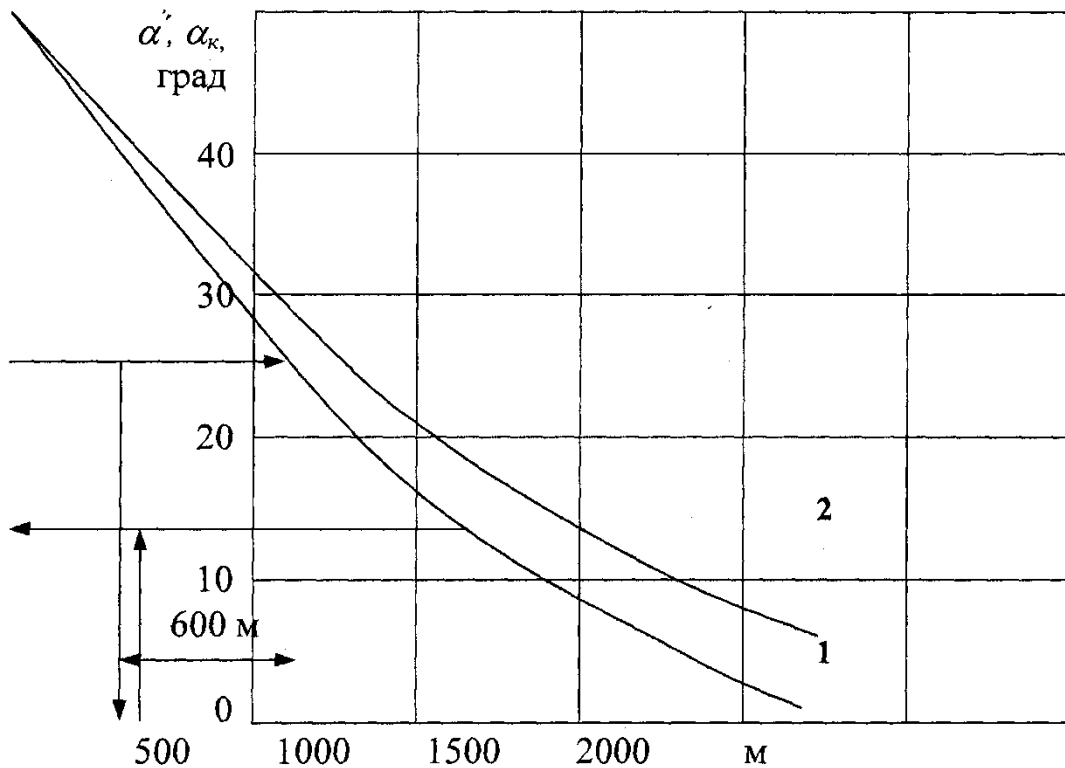


Рис. 9 - Изменение α на участке уменьшения α :

1 - долото МЗГВ; 2 - долото СНГ

Таблица 7

Формулы для расчета четырехинтервального профиля

Уч асток	Длина ствола, м	Горизонтальна я проекция, м	Вертикальная проекция, м
1	$l_1 = h_1$	-	$h_1 = l_1$
2	$l_2 = 0,01745 \cdot R \cdot$	$a_2 = R \cdot (1 - \cos \alpha$	$h_2 = R \cdot \sin \alpha_{\max}$
3	$l_3 = \frac{h_3}{\cos \alpha_{\max}}$	$a_3 = h_3 \cdot \operatorname{tg} \alpha_{\max}$	
4	$l_4 = \frac{h_4}{\cos \left(\frac{\alpha_{\max} + \alpha}{2} \right)}$	$a_4 = h_4 \cdot \operatorname{tg} \frac{\alpha_{\max}}{2}$	h_4
Вс	$L = \sum l_i$	$A = \sum a_i$	$H = \sum h_i$

4 Расчет максимальной нагрузки на буровом крюке при подъеме бурильной колонны

4.1 Методика ВНИИБТ

4.1.1 Расчет четырехинтервального профиля (рис. 4.г). Рассмотрим методику расчета [5, 8] на примере четырехинтервального профиля.

Общее усилие на крюке (**P**) складывается из усилий, требующихся для подъема из скважины различных участков бурильной колонны. Рассмотрим эти усилия отдельно.

4.1.2 Нижняя часть бурильной колонны находится в скважине под углом α_k (рис. 10). Усилие Q_a в точке «а» складывается из продольной составляющей веса в жидкости нижней части колонны и силы трения. Величина **Q** включает в себя вес долота, турбобура и УБТ.

В точке «а» усилие равно:

$$Q_a = Q(\cos \alpha_k + \mu_1 \cdot \sin \alpha_k), \quad (41)$$

где: μ_1 - коэффициент трения на рассматриваемом участке.

Предполагаем, что подъем тяжелого низа осуществляется с помощью гибкой невесомой колонны. В точке «б» усилие возрастает, так как направление силы Q_b не совпадает с направлением силы Q_a , и появляется сила, прижимающая колонну труб к стенке скважины. За счет этого появляется дополнительная сила трения. Усилие Q_b определяется по формуле:

$$Q_b = Q_a e^{\mu_2(\alpha_{max} - \alpha_k)}. \quad (42)$$

В точке «б» усилие остается равным величине Q_b , а в точке «г» оно возрастает за счет дополнительной силы трения на участке набора α и выражается формулой:

$$Q_g = Q_b e^{\mu_3 \alpha_{max}}. \quad (43)$$

Таким образом, для подъема низа колонны из скважины рассмотренного профиля требуется усилие $P_{нк} = Q_2$

Окончательно имеем:

$$P_{нк} = Q_в \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{ок}}{\gamma_{ст}}\right) \cdot K_{нк} \cdot m_y \cdot m_n, \quad (44)$$

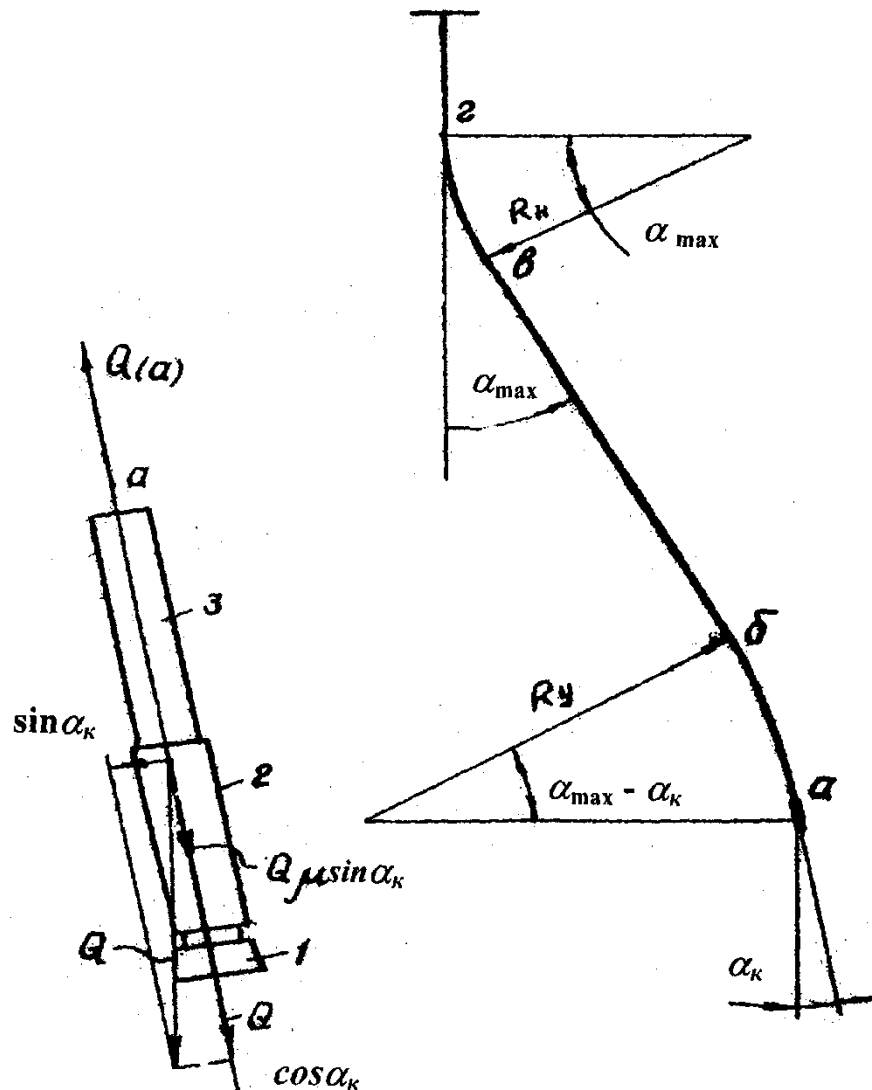


Рис. 10 К расчету усилия при подъеме нижней части бурильной колонны:

1 - долото; 2 - турбобур; 3 - УБТ

где: $Q_в$ - вес нижней части колонны в воздухе, Н;

$$K_{нк} = \cos \alpha_k + \mu_1 \cdot \sin \alpha_k; \quad (45)$$

$$m_y = e^{\mu_2 \cdot (\alpha_{max} - \alpha_k)}; \quad (46)$$

$$m_n = e^{\mu_3 \cdot \alpha_{max}}. \quad (47)$$

Ориентировочно можно принять $\mu_1 = \mu_2 = \mu_3 = 0,3 - 0,35$ [6].

4.1.3 Усилие на крюке при подъеме части колонны, расположенной на участке свободного уменьшения зенитного угла равно:

$$P_y = q_y \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{жс}}{\gamma_y}\right) \cdot R_y \cdot \left(\sin(2\gamma - \alpha_{\kappa}) \cdot e^{\mu_2 \cdot (\alpha_{\max} - \alpha_{\kappa})} - \sin(2\gamma - \alpha_{\max})\right) \cdot m_n, \quad (48)$$

где: $\gamma = \text{arctg } \mu$ - угол трения;

q_y - вес единицы длины бурильных труб на участке уменьшения α , Н/м;

γ_y - удельный вес материала труб, Н/м³.

4.1.4 Усилие на крюке при подъеме из скважины части колонны, расположенной на прямолинейно-наклонном участке, рассчитывается по формуле:

$$P_n = q_n \cdot l_n \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{жс}}{\gamma_n}\right) \cdot \kappa_{nn} \cdot m_n, \quad (49)$$

где: γ_n, q_n - соответственно, удельный вес материала труб и вес единицы длины бурильной колонны на рассматриваемом участке, Н/м³; Н/м;

$$\kappa_{nn} = \cos \alpha_{\max} + \mu_4 \cdot \alpha_{\max}. \quad (50)$$

4.1.5 Усилие, необходимое для подъема части колонны, расположенной на участке набора зенитного угла, можно найти по формуле:

$$P_n = q_n \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{жс}}{\gamma_n}\right) \cdot R_n \left(\sin(2\gamma + \alpha_{\max}) \cdot e^{\mu \cdot \alpha_{\max}} - \sin 2\gamma\right). \quad (51)$$

Радиус кривизны на участке набора a (втором) найдем по формуле:

$$R_n = \frac{573 \cdot l_2}{\alpha_{\max}}, \quad (52)$$

где: l_2 - длина участка, м.

4.1.6 Усилие при подъеме части колонны, расположенной в вертикальном участке, равно ее весу в жидкости:

$$P_s = q_s \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{жс}}{\gamma_s}\right) \cdot h_1, \quad (53)$$

где: $h_1 = l_1$ - длина вертикального участка, м.

4.1.7 Общее усилие на крюке при подъеме всей колонны из скважины составляет:

$$P = P_{нк} + P_y + P_n + P_n + P_v. \quad (54)$$

4.2 Расчеты усилия на крюке при подъеме колонны из скважины произвольного профиля

По изложенной методике можно рассчитывать усилие на крюке при подъеме колонны из скважины, имеющей различное количество участков (рис. 4).

4.2.1 Расчет усилий P в случае профиля, показанного на рисунке рис. 4.а.

Расчет $P_{нк}$ ведется по формулам (44) - (47) при $m_y = 1, \alpha_k = \alpha_{max}$

.Усилие $P_y = 0, P_n$ рассчитывается по формулам (49) - (50); P_n и P_v вычисляется по формулам (51) и (53).

4.2.2 Расчет усилий P в случае профиля, показанного на рис. 4.б. Отличие в расчете от рассмотренного четырехинтервального профиля состоит в том, что $P_n = 0$.

4.2.3 Расчет усилий P в случае профиля, показанного на рис. 4.в. При расчете величины $P_{нк}$ коэффициент $m_y = 1, \alpha_k = \alpha_{max}$. Кроме того $P_y = P_n = 0$.

4.2.4 Расчет усилия P в случае профиля, показанного на рис. 4.д. При расчете величины $P_{нк}$ в вес Q_v нижней части колонны необходимо включить вес части буровой колонны, находящейся в вертикальном (пятом) участке, а также принять $K_{нк} = 1, \alpha_k = 0$.

В остальном расчет аналогичен расчету профиля, показанного на рис. 4.г.

4.2.5 Расчет усилий P в случае профиля, показанного на рис. 4., е. Отличие от расчета, рассмотренного в п. 3.2.4, заключается в том, что $P_n = 0$.

4.3 Методика СибНИИНП

4.3.1 Нагрузка на крюке для четырехинтервального профиля определяется по

следующей формуле [6]:

$$P = Q \cdot K_{нк} \cdot m_n \cdot m_c + q_c \cdot l_c \cdot K_{нс} \cdot m_n \cdot m_c + q_n \cdot l_n \cdot K_{nn} \cdot m_n + q_h \cdot h_n + q_v h_v, (55)$$

где: Q - масса нижней части колонны (долото, турбобур, УБТ) в жидкости, Н;

q_c, q_n, q_h, q_v - вес 1 м трубы, соответственно, на участках снижения, стабилизации, увеличения угла и вертикальном, Н/м;

l_c, l_n - длина участков снижения и стабилизации, м;

h_n - длина вертикальной проекции участка увеличения угла, м;

h_v - длина вертикального участка, м.

$$K_{нк} = \cos \alpha_k + f \cdot \sin \alpha_k; (56)$$

$$K_{нс} = \cos \alpha_c + f \cdot \sin \alpha_c; (57)$$

$$K_{nn} = \cos \alpha_n + f \cdot \sin \alpha_n; (58)$$

$$m_n = 1 + \beta_n \cdot f; (59)$$

$$m_c = 1 + \beta_c \cdot f; (60)$$

$$m_c = 1 + \frac{\beta_c \cdot f}{2}; (61)$$

$$\alpha_c = \frac{\alpha_n + \alpha_k}{2}; (62)$$

$$\beta_n = \frac{\alpha_n}{57,3}; (63)$$

$$\beta_c = \frac{\alpha_n - \alpha_k}{57,3}, (64)$$

где: α_k - зенитный угол на конечной глубине, град;

α_c - средний угол на участке уменьшения, град;

α_n - зенитный угол на участке стабилизации, град;

β_c, β_n - углы охвата на участках уменьшения и увеличения угла, град.

4.3.2 Значение коэффициента K_n в зависимости от зенитного угла и

коэффициента сопротивления определяется по рис. 11.

Коэффициент сопротивления для условий Среднего Приобья равен 0,3-0,35.

4.3.3 Для трехинтервального профиля, состоящего из участков вертикального, увеличения и стабилизации угла, нагрузка на крюке может быть определена по формуле:

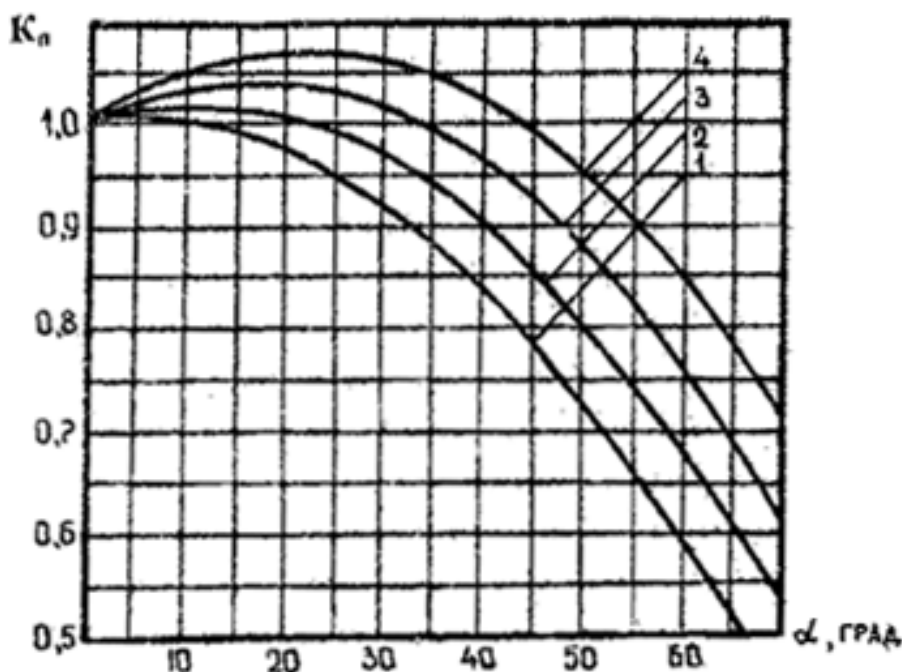
$$P = (Q + q_n \cdot l_n) \cdot K_{mn} \cdot m_n + q_n \cdot h_n + q_o \cdot h_o, \quad (65)$$

или по рис. 12.

Для этого по горизонтальной оси влево от начала координат откладывается величина отклонения забоя Δ и восстанавливается перпендикуляр к оси до пересечения с линией, соответствующей глубине скважины по вертикали. Из полученной точки проводится прямая, параллельная горизонтальной оси, до пересечения с линией, соответствующей принятому среднему значению коэффициента сопротивления по стволу скважины. Точка пересечения линий по вертикали переносится вниз на линию, соответствующую величине собственного веса колонны (без учета сил сопротивления). По вертикальной оси находится искомое значение нагрузки на крюке. Вес колонны определяется по формуле:

$$G = Q \cdot \cos \alpha_n + q_n \cdot l_n + q_n \cdot h_n + q_o \cdot h_o, \quad (66)$$

где: l_n - длина вертикальной проекции прямолинейного наклонного



участка, м.

Рис. 11 Определение коэффициента $K_{кп}$

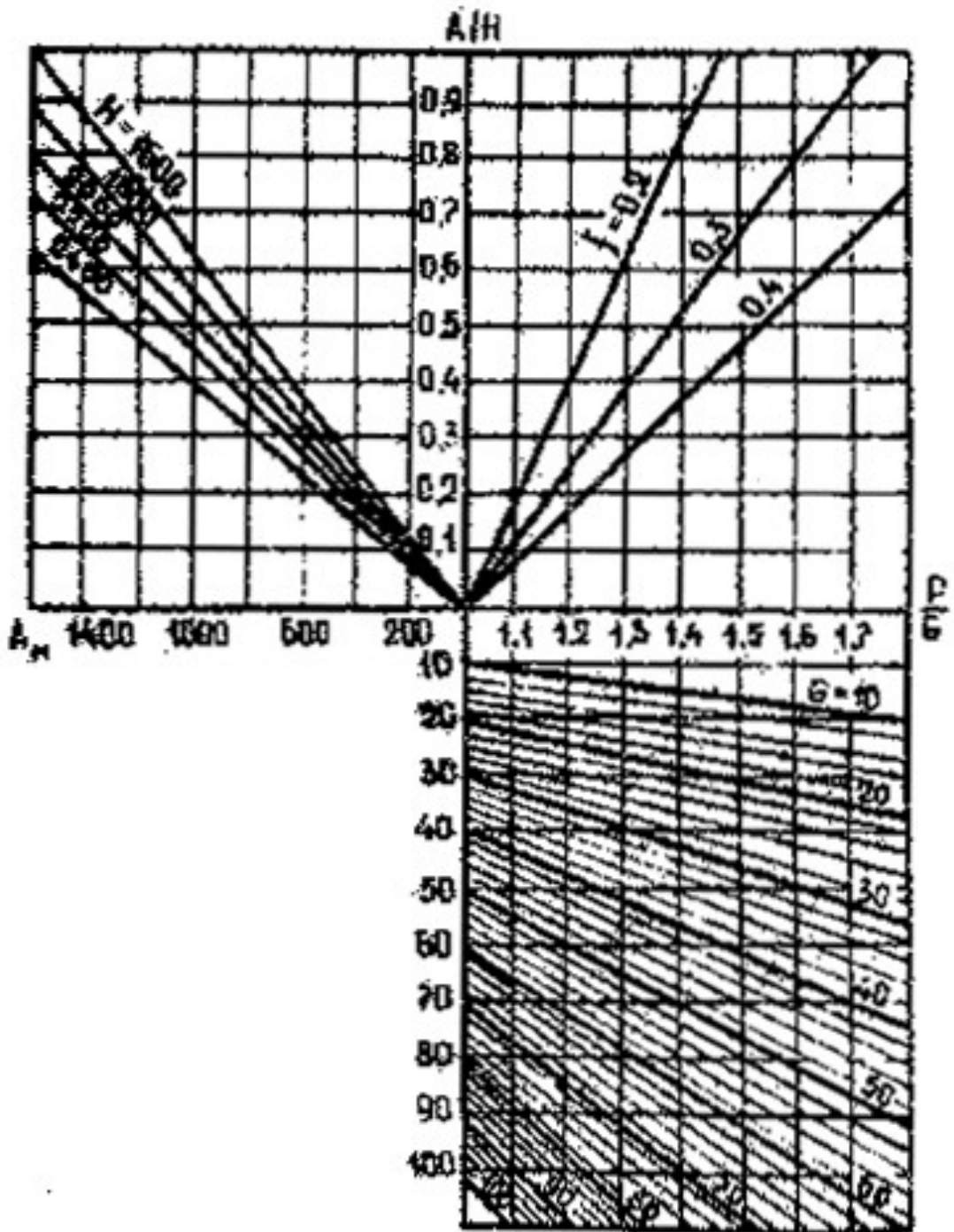


Рис. 12 Определение нагрузки на крюке при подъеме буровой колонны

5 Проектирование профилей горизонтальных скважин (БашНИПИнефть)

Разработка месторождений нефти и газа горизонтальными скважинами (ГС) значительно повышает нефтеотдачу пласта. Одним из критериев эффективности бурения ГС является сокращение числа добывающих скважин примерно в 4 раза. Оптимальное сочетание ГС с различными типами профилей, позволяет минимальным количеством скважин и кустовых площадок достичь требуемую схему разработки месторождения [10 - 15 и др.].

Методика проектирования профиля ГС сводится к определению необходимого начального зенитного угла (α) и расчета элементов отдельных участков профиля ствола.

Исходными данными для расчета являются:

H_{np} - глубина проектного горизонта по вертикали, м;

H_v - глубина вертикального участка ствола, м;

$A_{m\beta n}$ - отклонение точки вхождения в пласт (ТВП) от вертикальной оси ствола, м;

R_1, R_2 - радиусы искривления ствола в плоскости начального (ПНИ) и конечного искривлений (ПКИ), м;

α_1, α_2 - начальный и конечный зенитные углы ствола скважины, град;

$\Delta\phi$ - изменение азимутального угла ствола скважины, град;

$$\Delta\phi = \phi_1 - \phi_2$$

L_2 - длина горизонтального участка ствола, м.

Профили ГС можно условно разделить на следующие типы:

A - плоскостные, начальное и конечное искривление ствола ГС происходят в

одной (апсидальной) плоскости - рис. 13;

Б - пространственные - конечное искривление ствола (набор конечных параметров положения ствола) происходит в плоскости, не соответствующей ПНИ - рис. 14.

5.1 Расчет элементов профиля ГС типа А

Необходимый начальный зенитный угол ГС определяется из условия обеспечения вхождения в пласт в заданной точке (ТВП). На рис. 13 вертикальную проекцию участка набора кривизны (II) можно выразить как

$$\begin{cases} h_2 = H_{np} - h_1 - h_3 - h_4; \\ h_2 = R_1 \cdot \sin \alpha_1. \end{cases} \quad (67)$$

Учитывая, что

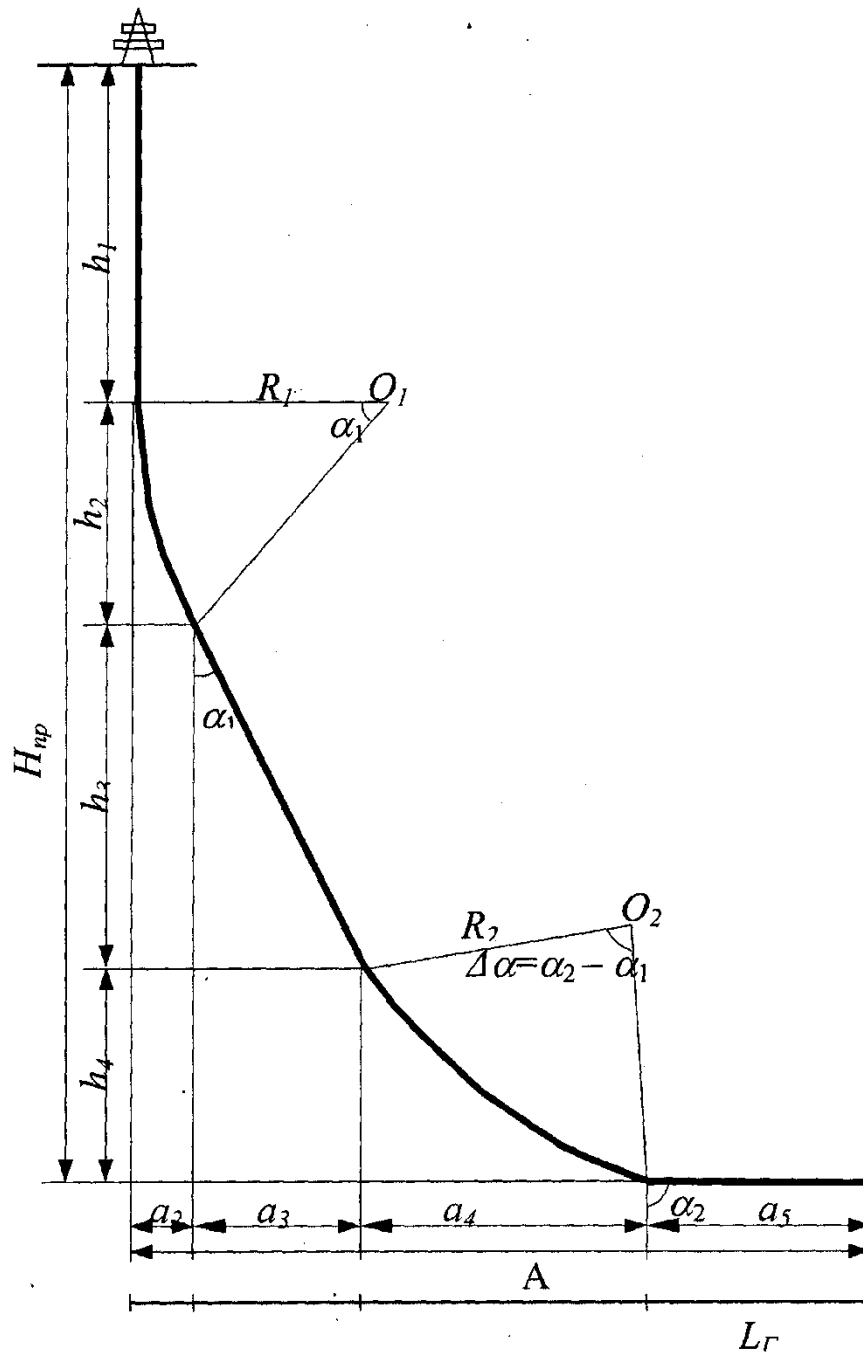


Рис. 13 Пятиинтервальный профиль горизонтальной скважины плоскостного типа (А)

$$h_3 = \frac{A - a_2 - a_4 - a_5}{\operatorname{tg} \alpha_1}; \quad (68)$$

$$h_4 = R_2 \cdot (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1); \quad (69)$$

и решив совместно уравнения (67) относительно α_1 , получим формулу для определения начального зенитного угла ствола ГС типа А:

$$\alpha_1 = \arccos \frac{KM + N\sqrt{N^2 + K^2 - M^2}}{N^2 + K^2}, \quad (70)$$

где:

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

$$M = R_1 - R_2;$$

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

Расчет элементов профиля ствола ГС заключается в определении длин различных участков профиля и их проекций на вертикальную и горизонтальную плоскости.

Формулы для расчета пятиинтервального профиля ГС приведены в табл. 8.

Таблица 8

Расчет элементов пятиинтервального профиля типа А

Длина скважины по стволу, м	Проекция	
	вертикальная, м	горизонтальная, м
Вертикальный		
$l_1 = H_g$	$h_1 = H_g$	-
Набор 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 направленный участок		
$l_3 = \frac{h_3}{\cos \alpha_1}$	$h_3 = H_{np} - h_1 - h_2 - h_4$	$a_3 = h_3 \cdot \operatorname{tg} \alpha_1$
Резко искривленный участок		
$l_4 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \Delta \alpha$	$h_4 = (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) \cdot R_2$	$a_4 = (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_1) \cdot R_2$
Горизонтальный участок		
$l_5 = L_r$	-	$a_5 = L_r$
Всего		
$L_{скв} = \sum l_i$	$H_{скв.б} = \sum h_i$	$A = \sum a_i$

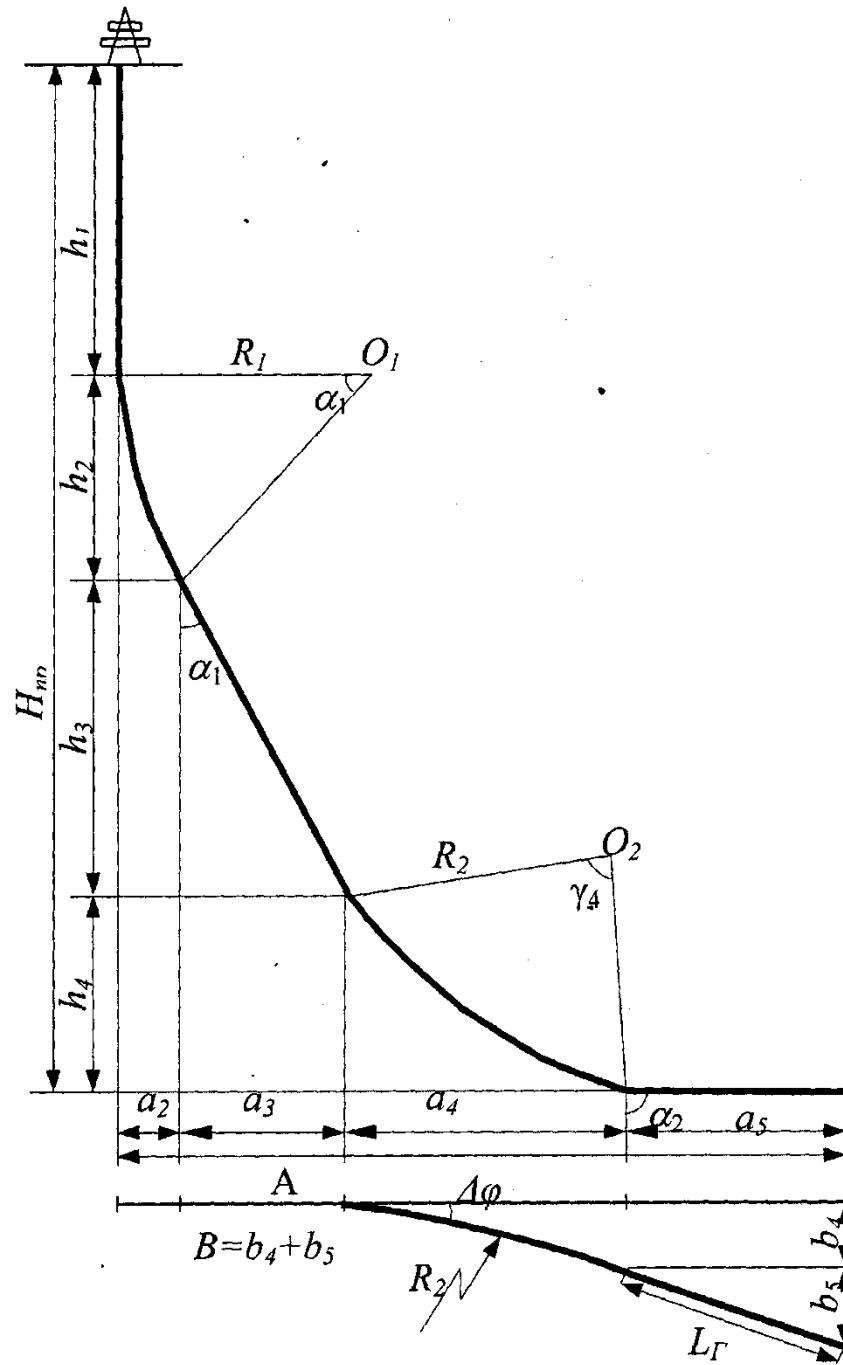


Рис. 14 Пятиинтервальный профиль горизонтальной скважины пространственного типа (Б)

5.1.1 Пример расчета профиля горизонтальных скважин

Исходные данные для расчета (тип А):

H_{np} - проектная глубина скважины по вертикали, $H_{np} = 2000 \text{ м}$;

H - глубина наклонной части ствола по вертикали, $H = 1800 \text{ м}$;

h_1 - глубина вертикального участка скважины, $h_1 = 200 \text{ м}$;

$A_{m\text{вн}}$ - отклонение точки входа в пласт от вертикали, $A_{m\text{вн}} = 300 \text{ м}$;

R_1 - радиус кривизны ствола скважины в интервале набора кривизны,
 $R_1 = 370 \text{ м}$;

R_2 - радиус кривизны ствола скважины в интервале интенсивного набора,
 $R_2 = 100 \text{ м}$;

α_2 - угол максимальной кривизны ствола скважины,

По исходным данным производят расчеты:

$$K = 370 - (1 - \cos 90^\circ) \cdot 300 = 370 - 300 = 70 \text{ м};$$

$$M = 370 - 100 = 270 \text{ м};$$

$$N = 1800 - 100 \cdot \sin 90^\circ = 1800 - 100 = 1700 \text{ м};$$

$$\alpha_1 = \arccos \frac{70 \cdot 270 + 1700 \cdot \sqrt{1700^2 + 70^2} - 270^2}{1700^2 + 70^2} = 7^\circ.$$

Таблица 9

Результаты расчета профиля типа А

Длина скважины по стволу l , м	Проекция	
	вертикальная h , м	горизонтальная a , м
I вертикальный участок ствола		
$l_1 = 200$	$h_1 = 200$	-
II участок набора зенитного угла		
$l_2 = 0,01745 \cdot 370 -$	$h_2 = 370 \cdot \sin 7^\circ = 45$	$\alpha_2 = (1 - \cos 7^\circ) \cdot 370 = 3$
III наклонно-прямолинейный участок		
$l_3 = 1667 / \cos 7^\circ = 1680$	$h_3 = 2000 - 200 - 45 -$	$\alpha_3 = (1667 \cdot \tan 7^\circ) = 205$
IV резкоискривленный участок		
$l_4 = 0,01745 \cdot 100 -$	$h_4 = (\sin 90^\circ - \sin 7^\circ) \cdot$	$\alpha_4 = (\cos 7^\circ - \cos 90^\circ) \cdot$
V горизонтальный участок		
$l_5 = 200$	-	$\alpha_5 = 200$
Всего		
$L = 200 + 45 + 1680 +$ $+ 145 + 200 = 2270$	$H =$ $200 + 45 + 1667 + 88 = 2000$	$A = 3 + 205 + 99 + 200$ $= 507$

5.2 Расчет элементов профиля ГС типа Б

5.2.1 Методика расчета состоит из 2-х этапов. На первом этапе определяется начальное значение параметров профиля (при $\Delta\phi = \phi_2 - \phi_1$)

Необходимый начальный зенитный угол определяется по формуле:

$$\alpha_1 = \arccos \frac{KM + N\sqrt{N^2 + K^2 - M^2}}{N^2 + K^2}. \quad (71)$$

Угол пространственного искривления или угол охвата определяется как:

$$\gamma_4 = \arccos(\cos \alpha_1 \cdot \cos \alpha_2 + \sin \alpha_1 \cdot \sin \alpha_2 \cdot \cos \Delta\phi). \quad (72)$$

Угол наклона плоскости конечного искривления (ПКИ) и ПНИ вычисляется по формуле:

$$\beta = 90 - \arctg \frac{\operatorname{tg}(90 - \alpha_1)}{\sin \Delta\phi}. \quad (73)$$

5.2.2 На втором этапе производится расчет параметров положения профиля с учетом поправки на изменение азимутального направления ствола ГС.

Необходимый начальный азимутальный угол:

$$\Delta\varphi_n = \varphi_1 \pm \Delta\varphi_n; \quad (74)$$

$$\Delta\varphi_n = \arcsin \frac{a' \cdot \sin \Delta\phi - h' \cdot \sin \beta \cdot \cos \Delta\phi}{A_{ТВП}}, \quad (75)$$

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

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

«+», «-» - соответственно при $\phi_1 > \phi_2$ и $\phi_1 < \phi_2$

Необходимый начальный зенитный угол:

$$\alpha_{1n} = \operatorname{acrctg} \frac{H \cdot (A' - R_1) + R_1 \sqrt{H^2 + A'^2 - 2 \cdot R_1 \cdot A'}}{H^2 - R_1^2}, \quad (76)$$

$$\Gamma, H = H_{np} - H_e;$$

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

Угол пространственного искривления и угол наклона плоскости конечного

искривления (ПКИ) и ПНИ рассчитываются соответственно по формулам (72),

(73) при $\alpha_1 = \alpha_{1н}$ и $\Delta\phi = \Delta\phi_n$.

Формулы для расчета элементов профиля ГС типа Б приведены в табл. 10, где $\Delta\phi = 0$, как частный вариант, производится расчет элементов профиля ГС типа А.

Данная методика позволяет производить необходимые инженерные расчеты при проектировании профилей ГС плоскостного (А) и пространственного (Б) типа с достаточной степенью точности.

5.2.3 Пример расчета профиля горизонтальных скважин

Исходные данные для расчета (тип Б):

$H_{пр}$ - проектная глубина скважины по вертикали, $H_{пр} = 2880 \text{ м}$;

$H_{кр}$ - глубина кровли пласта, $H_{кр} = 2820 \text{ м}$;

H_n - глубина наклонной части ствола по вертикали, $H_{кр} = 2780 \text{ м}$;

H_v - вертикальный участок, $H_v = 100 \text{ м}$;

$A_{мвп}$ - отклонение точки входа в пласт от вертикали, $A_{мвп} = 600 \text{ м}$;

i - интенсивность набора зенитного угла, $i = 1,5 \text{ }^\circ/10 \text{ м}$;

R_1 - радиус искривления ствола в плоскости начального искривления,
 $R_1 = 382 \text{ м}$;

R_2 - радиус искривления ствола в плоскости конечного искривления,

$R_2 = 114,6 \text{ м}$;

α_2 - конечный угол искривления ствола скважины, $\alpha_2 = 90^\circ$;

$\Delta\phi$ - изменение азимутального угла ствола скважины, $\Delta\phi = 20^\circ$;

L_2 - длина горизонтального участка ствола, $L_2 = 600 \text{ м}$.

1. Определяем начальное значение параметров профиля

$$K = 382 \cdot (1 - \cos 90^\circ) - 600 = 382 - 600 = -218 \text{ м};$$

$$M = 382 - 114,6 = 267 \text{ м};$$

$$N = 2780 - 114,6 \cdot \sin 90^\circ = 2780 - 114,6 = 2665 \text{ м};$$

$$\alpha_1 = \arccos \frac{-218 \cdot 267 + 2665 \cdot \sqrt{2665^2 + 218^2 - 267^2}}{2665^2 + 218^2} = 10^\circ;$$

$$\gamma_H = \arccos (\cos 10,4 \cdot \cos 90 + \sin 10,4 \cdot \sin 90 \cdot \cos 20) = 80^\circ;$$

$$\beta = 90^\circ - \arctg \frac{\operatorname{tg}(90^\circ - 10^\circ)}{\sin 20^\circ} = 3,5^\circ.$$

2. Производится расчет параметров положения профиля с учетом поправки на изменение азимутального направления ствола ГС:

$$a' = (\sin 80 - \cos 90) \cdot 114,6 = 376 \text{ м};$$

$$h' = (\sin 90 - \cos 80) \cdot 114,6 = 315 \text{ м};$$

$$\Delta \varphi_H = \arcsin \frac{376 \cdot \sin 20 - 315 \cdot \sin 3,5 \cdot \cos 20}{600} = 10,6 \text{ град/10 м};$$

$$A' = \frac{600 \cdot \sin 20}{\sin(20 + 10,6)} = 403 \text{ м};$$

$$\alpha_{1H} = \arctg \frac{2780 \cdot (403 - 382) + 382 \cdot \sqrt{2780^2 + 403^2 - 2 \cdot 382 \cdot 403}}{2780^2 - 382^2} = 9,9^\circ.$$

Формулы к расчету элементов пятиинтервального профиля типа Б

Длина скважины по стволу, м	Проекции		
	вертикальная, м	горизонтальная, м	
		вПНИ	вПКИ
Вертикальный			
$l_1 = H_g$	$h_1 = H_g$.	-
Набор начального зенитного угла			
$l_2 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \alpha_1$	$h_2 = R_1 \cdot \sin \alpha_1$	$a_2 = (1 - \cos \alpha_1) R_1$	-
Наклонно прямолинейный участок			
$l_3 = \frac{h_3}{\cos \alpha_1}$	$h_3 = H_{np} - h_1 - h_2 - h_4$	$a_3 = h_3 \cdot \operatorname{tg} \alpha_1$	-
Набор конечных параметров кривизны ствола			
$l_4 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \gamma_4$	$h_4 = (\sin \alpha_2 - \cos \gamma_4) \cdot R_2 \cdot \cos \alpha_2$	$a_4 = a' \cos \Delta \varphi + h' \sin \beta \sin \alpha_2$	$b_4 = a' \sin \Delta \varphi + h' \sin \beta \cos \alpha_2$
Горизонтальный участок			
$l_5 = L_r$	-	$a_5 = L_r \cdot \cos \Delta \varphi$	$b_5 = L_r \cdot \sin \Delta \varphi$
Всего			
$L_{скв} = \sum l_i$	$H_{скв.в} = \sum h_i$	$A = \sum a_i$	$B = \sum b_i$

Результаты расчета профиля типа Б

Длина скважины по стволу, м	Проекции		
	вертикальная, м	горизонтальная, м	
		вПНИ	вПКИ
I вертикальный участок			
$l_1 = 100$	$h_1 = 100$	-	-
II участок набора начального зенитного угла			
$l_2 = 0,01745 \cdot 382 \cdot 9,9$	$h_2 = 382 - \sin 9,9 = 66,3$	$\alpha_2 = (1 - \cos 9,9) \cdot 382 = 5,8$	-
III наклонно-прямолинейный участок			
$l_3 = 2620 / \cos 9,9 = 2660$	$h_3 = 2880 - 100 - 66,3 - 93,7 = 2620$	$\alpha_3 = 2620 \cdot \operatorname{tg} 9,9 = 462$	-
IV участок набора конечных параметров кривизны			
$l_4 = 0,01745 \cdot 382 \cdot 80 = 160$	$h_4 = (\sin 90 - \cos 80) \cdot 114,6 - \cos 3,5 = 93,7$	$\alpha_4 = 376 \cdot \cos 20 + 315 \cdot \sin 3,5 - \sin 20 = 107,4$	$b_4 = 376 \cos 20 - 315 \sin 3,5 \cdot \sin 20 = 33$
V горизонтальный участок			
$l_5 = 600$	-	$\alpha_5 = 600 \cdot \cos 20 = 563,8$	$b_5 = 600 \cdot \sin 20 =$
Суммарная длина			
$L_{\text{срб}} = 100 + 66,5 + 2660 + 160 + 600 = 3586,5$	$H = 100 + 66,3 + 2620 + 93,7 = 2890$	$A = 5,8 + 462 + 107,4 + 563,8 =$	$B = 33 + 205,2 = 238,2$

6 Проектирование профиля наклонно направленной пологой скважины

В последние годы в отечественной и зарубежной практике разработки нефтяных и газовых месторождений широкое применение получило строительство горизонтальных скважин (ГС). Однако, как известно, бурение ГС требует использования специальной техники и технологии. Кроме того, до настоящего времени ряд проблем строительства ГС не получил достаточно полного решения. Это проблемы крепления, проведения геофизических исследований, вторичного вскрытия продуктивного пласта и капитального ремонта, а также предотвращения и ликвидация аварий и осложнений в процессе бурения.

Все это в значительной степени отрицательно влияет на технико-экономические показатели, качественные показатели строительства и результаты эксплуатации скважин. В связи с изложенным предлагается более широкое внедрение в производство метода строительства так называемых пологих скважин (ПС), ствол которых вскрывает продуктивный пласт (ПП) под постоянным зенитным углом ($45-70^\circ$). В данном исследовании зенитный угол α в пласте принят равным $60-70^\circ$. Это значение α обусловлено двумя обстоятельствами.

Во-первых, при вскрытии ПП под углом $\alpha = 60-70^\circ$ обеспечивается увеличение длины ствола в пласте в 2,0-2,92 раза по сравнению с длиной в вертикальной скважине, вследствие чего увеличивается площадь фильтрации, а следовательно и дебит скважины.

Во-вторых, при указанных значениях α представляется возможность осуществлять строительство наклонных скважин с использованием стандартной техники и технологии бурения.

Отличительной особенностью проектирования профиля пологой скважины является то, что здесь предварительно, в зависимости от толщины продуктивного пласта h_{nl} и требуемых значений длины ствола l_{nl} (или проекции ствола на горизонталь a_{nl}), задается зенитный угол $\alpha = \alpha_{кр}$, под постоянным

значением которого полностью вскрывается ПП. В табл. 12 и на рис. 15 приведены расчетные данные по $l_{пл}$ и $a_{пл}$, вычисленные для $\alpha = 60-70^\circ$ при различных значениях $h_{пл} = 10-80 \text{ м}$. Пологие скважины могут быть пробурены по различной форме профиля в зависимости от горно-геологических условий бурения, требований эксплуатации скважины, обеспечения нормальной работы внутрискважинного оборудования. Ниже приводится методика расчета пятиинтервального профиля пологой скважины, как профиля более общего типа, из которого путем исключения одного-двух интервалов получаются четырех- и трехинтервальные профили.

Таблица 12

Расчетные данные параметров пологой скважины

№	Толщина продуктив-	Параметры искривления ствола пологой скважины в пролуктивном пласте в зависимости от зенитного угла α_{max} , м					
		60°		65°		70°	
		$a_{пл}$	$l_{пл}$	$a_{пл}$	$l_{пл}$	$a_{пл}$	$l_{пл}$
1	10	17,3	20	21,4	23,6	27,4	29,2
2	20	34,6	40	42,8	47,2	54,9	58,4
3	40	62,2	80	85,7	94,5	109,	116,
4	60	103,	120	128,	141,	164,	175,
5	80	138,	160	171,	189,	219,	233,

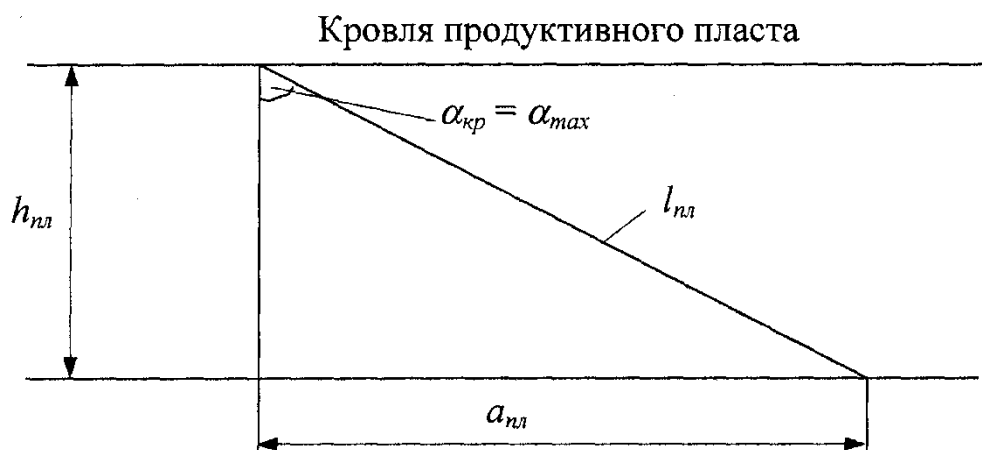


Рис.15 Расчетная схема

Принятый пятиинтервальный профиль (рис.16) характеризуется: вертикальным участком, двумя участками набора α , двумя участками

стабилизации кривизны.

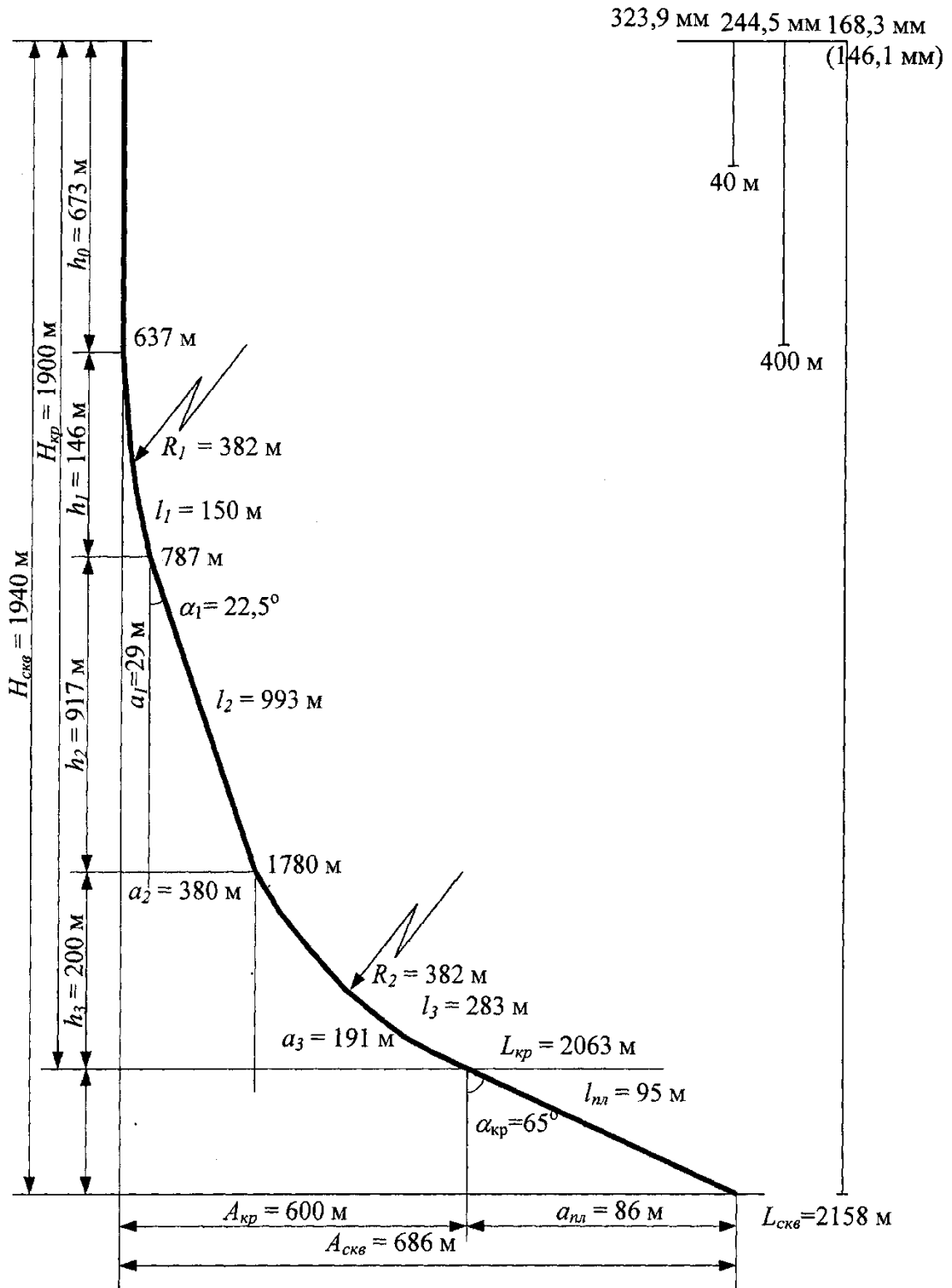


Рис. 16 Проектный профиль и конструкция пологой скважины по пятиинтервальному профилю

Зенитный угол α_1 и радиус искривления R_1 принимают в зависимости от условий бурения, параметров конструкции скважины - диаметра и глубины спуска кондуктора (промежуточной колонны) с целью обеспечения условий

нормального спуска и крепления обсадной колонны. Кроме того, α_1 остается постоянным на всей длине 1-го участка стабилизации кривизны с учетом требований установки внутрискважинного оборудования в интервале стабильной кривизны скважины.

При принятых значениях α и $\alpha_{кр}$, в зависимости от параметров (эффективности работы) ориентируемой отклоняющей компоновки низа бурильной колонны (КНБК) определяется радиус искривления ствола скважины на 2-м участке набора $\alpha(R_1)$. Заметим также, что проектное отклонение ствола от вертикали $A_{кр}$, как правило, устанавливается по глубине кровли продуктивного пласта по вертикали $H_{кр}$. Таким образом, $A_{кр} = H_{кр}$, а общее отклонение $A_{общ}$ включает также отклонение ствола от вертикали в продуктивном пласте $a_{пл}$

$$A_{общ} = A_{кр} + a_{пл}. \quad (77)$$

Параметры профиля пологой скважины в пределах ПП определяются по формулам (табл. 12 и рис. 15)

$$a_{пл} = a_4 = h_{пл} \cdot \operatorname{tg} \alpha_{кр}; \quad (78)$$

$$l_{пл} = l_4 = \frac{h_{пл}}{\cos \alpha_{кр}}. \quad (79)$$

Для расчета параметров проектного профиля пологой скважины предварительно определяется глубина точки зарезки H_0 первоначального искривления скважины в проектном азимуте:

$$H_0 = H_{кр} - (h_1 + h_2 + h_3), \quad (80)$$

где

$$h_1 = R_1 \cdot \sin \alpha_1; \quad (81)$$

$$a_1 = R_1 \cdot (1 - \cos \alpha_1); \quad (82)$$

$$l_1 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \alpha_1; \quad (83)$$

$$h_2 = \frac{a_2}{\operatorname{tg} \alpha_1}; \quad (84)$$

$$a_2 = A_{кр} - (a_1 + a_3); \quad (85)$$

$$l_2 = \frac{h_2}{\cos \alpha_1}; \quad (86)$$

$$h_3 = R_2 \cdot (\sin \alpha_{кр} - \sin \alpha_1); \quad (87)$$

$$a_3 = R_2 \cdot (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_{кр}); \quad (88)$$

$$l_3 = 0,1745 \cdot R_3 \cdot (\alpha_{кр} - \alpha_1). \quad (89)$$

Подставляя величины согласно (81) - (89) в формулу (80), получим:

$$H_o = H_{кр} - \left(R_1 \cdot \sin \alpha_1 + \frac{A_{кр} - a_1}{\operatorname{tg} \alpha_{кр}} \right). \quad (90)$$

Если принять $\alpha_1 = A_{кр}$, то получается формула для определения H_o для 3-интервального профиля, состоящего из участков - вертикального, набора α до $\alpha_1 = \alpha_{кр} = \alpha_{\max}$ и участка стабилизации кривизны в продуктивном пласте:

$$H_o = H_{кр} - R_1 \cdot \sin \alpha_1. \quad (91)$$

Параметры профиля на соответствующих участках h_i, α_i, l_i находятся по формулам (81) - (89).

Глубина скважины по вертикали $H_{скв}$ равна:

$$H_{скв} = H_o + h_1 + h_2 + h_3 + h_{пл}, \quad (92)$$

а длина ствола составит:

$$L_{скв} = l_o \cdot H_o + l_1 + l_2 + l_3 + l_{пл}. \quad (93)$$

Результаты расчета параметров четырех- и пятиинтервального профиля пологой скважины и для сравнения параметров четырехинтервального профиля, применяемого в настоящее время при бурении обычной наклонно направленной скважины на месторождении Матросовское АО «Татнефть», представлены в табл.

13. Расчет профилей произведен при следующих исходных данных: глубина кровли продуктивного пласта по вертикали $H_{кр} = 1900 \text{ м}$; толщина пласта $h_{пл} = 40 \text{ м}$. Проектное отклонение ствола от вертикали на глубине кровли продуктивного пласта $A_{пр} = A_{кр} = 600 \text{ м}$. Радиусы искривления на 1-м и 2-м участках набора кривизны $R_1 = R_2$, хотя они могут быть различными (интенсивность искривления $i_a = i \cdot 10 \text{ м}$). Расчетный зенитный угол на глубине кровли ПП принят равным $\alpha_{\max} = \alpha_{кр} = 65^\circ$, что обеспечивает увеличение длины ствола скважины в пласте $l_{но}$ в 2,36 раза, а горизонтальной проекции $a_{пл}$ - в 2,14 раза по сравнению с $h_{пл}$. В профилях пологих скважин расчеты выполнены для значений $R_1 = 238 \text{ м}$ ($i = 1,5^\circ/10 \text{ м}$) и $R_1 = 573 \text{ м}$ ($i < 1,0^\circ/10 \text{ м}$).

Анализ данных табл. 13 показывает, что в пологих скважинах за счет больших значений α глубина скважины несколько больше, чем в обычных наклонных скважинах. В тоже время в пятиинтервальном профиле глубина скважины меньше, чем в четырехинтервальном, при этом, чем больше R_1 , тем больше глубина скважины.

Однако при применении четырехинтервального профиля увеличивается глубина точки зарезки, что является предпочтительным для улучшения производства электрометрических работ и увеличения скорости бурения скважины. Расчеты показали, что при одном и том же типе профиля с увеличением α увеличивается глубина H_0 и несколько увеличивается $L_{скв}$. Однако по мере увеличения $A_{кр}$ разница между глубинами скважин по разным вариантам профилей уменьшается; при $A > 1800 \text{ м}$ пологая скважина с принятыми исходными данными оказывается оптимально пробуренной только по четырехинтервальному профилю. Таким образом, выбор типа профиля пологой скважины зависит от конкретных геологических и технологических условий

бурения скважин на данном месторождении. В табл. 13 приведены также результаты расчета параметров четырехинтервального профиля пологой скважины с $A_{кр} = 1200, 1800, 2400$ м. По полученным значениям глубины скважины по длине ствола определены параметры конструкций этих скважин (табл. 14).

Таблица 13

№	Интервал по вертикали, м	Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град		Горизонтальное		Длина по стволу, м		Радиус искривления, м	Интенсивность искривления	Интервал профиля
			Начальный	Конечный	за интервал	общее	за интервал	общая			
2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4-интервальный профиль обычной наклонной скважины											
1	0-	210	0	0	0	0	210	2	-	-	Вертикаль Набор Стабилизация То же То же Спад То же
	210-	147	0	2	29	2	150	3	382	1,5	
	357-	37	2	2	15	4	40	4	-	0	
	394		2.5	2.5		4		00			
	394-	1048	2	2	433	4	113	1	-	-	
	144	19	2	2	8	4	21	1	-	-	
	145	441	2	7	115	6	456	2	168	3,39	
190	40	7,	5	4	6	41	2	168	-		
4-интервальный профиль пологой скважины											
2	0-	1377	0	0	0	0	137	1	-	-	Вертикаль Набор Стабилизация То же
	137	346	0	6	220	2	433	1	382	1,5	
	172	177	6	6	380	6	419	2	-	-	
	3-1900		5	5		00		000			
190	40	6	6	86	6	95	2	-	-		

Продолжение табл. 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	0- 1255 1255- 2 1774 1774	1255 519 126	0 0 65	0 6 5 6	0 330 270	0 3 30 6	12 55 65 0	1 255 1905 2	- 573 -	- 1,0 -	Вертикаль ный Набор кривизны Стабилизация
5-интервальный профиль пологой скважины											
	0- 637 637- 783 783- 1700	637 146 917 200 40	0 0 22 ,5 2,5 22	0 2 2,5 2 2,5 22	0 29 380 191 86	0 2 9 4 09 3	63 7 15 0 99 3	6 37 7 87 1 780	- 382 -	- 1,5 - - 1,5 -	Вертикаль ный Набор кривизны Стабилизация кривизны Набор
3	0- 732 732- 951 951-	732 219 649 300	0 0 22 ,5 22,5	0 2 2,5 2 2,5	0 44 269 287	0 4 4 3 13 600	73 2 22 5 3 70	7 32 957 1 659 2084	- 573 -	- 1,0 - 1,0	Вертикаль ный Набор кривизны Стабилизация кривизны Набор

Продолжение табл. 13

	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	4-интервальный профиль пологой скважины Акp = 1200м										
	0-1097	1	0	0	0	0	1	1	-	-	Вертикаль ный Набор кривизны Стабилизация
	1097-1443	097 3	0	6 5	220	220	097 4	097 1	38 2	1,5	
		46	65		980	120	33	530		-	
5	4-интервальный профиль пологой скважины Акp = 1800м										
	0-818	8	0	0	0	0	8	8	-	-	Вертикаль ный Набор кривизны Стабилизация
	818-1164	18 3	0	6 5	220	220	18 4	18 2151	38 2	1,5	
		46	65		158	180	33			-	
6	4-интервальный профиль пологой скважины Акp = 2400 м										
	0-538	5	0	0	0	0	5	5	-	-	Вертикаль ный Набор кривизны Стабилизация
	538-884	38 3	0	6 5	220	220	38 433	38 971	38 2	1,5	
		46	65		218	240	2	3		-	
Примечание: - Интенсивность искривления °/100м											

Известно, что конструкция скважины выбирается в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности». При бурении наклонных скважин помимо обеспечения этих требований параметры конструкции определяются во взаимосвязи с параметрами проектного профиля скважины. Так, кондуктор, как правило, спускается в вертикальный ствол. При больших значениях отклонения ствола от вертикали ($A = 1800$ м) глубина первоначального искривления скважины H может оказаться в интервале спуска кондуктора. В определенных условиях в зависимости от жесткости обсадной колонны необходимо ограничить зенитный угол и интенсивность искривления. Например, для кондуктора диаметром 426 мм, $i < 1,2^\circ/10$ м. В интервалах установки внутрискважинного оборудования (ШГН, ЭЦН) ствол скважины должен иметь практически стабильную кривизну. Типовая конструкция обычной наклонной скважины на Матросовском месторождении, конструкция пологой скважины, проектируемой по пятиинтервальному профилю, а также конструкции пологих скважин с $A_{кр} = 1200, 1800, 2400$ м представлены в табл. 14, из которой видно, что при $A_{кр} = 600$ м конструкции обычной и пологой скважины почти не отличаются.

В пологих скважинах с $A_{кр} > 1800$ м в конструкцию включается дополнительная промежуточная колонна. Это обусловлено необходимостью сокращения длины открытого ствола между обсадными колоннами с целью предупреждения осложнений в процессе бурения и крепления скважины.

Строительство пологих скважин, естественно, вносит определенную сложность в технологический процесс бурения, особенно при наборе и стабилизации кривизны, в управление траекторией ствола. Однако, как показывает опыт бурения горизонтальных скважин, эти проблемы легко решаются. Тем более, что в последние годы в отечественной промышленности освоен выпуск высокоэффективных винтовых двигателей - отклонителей, стабилизирующих устройств, телесистем, другой геофизической аппаратуры, а применение импортных управляемых КНБК в сочетании с телесистемами типа MWD (LWD) и высококачественных буровых растворов позволит еще больше повысить эффективность широкого внедрения метода строительства пологих скважин при разработке нефтегазовых месторождений.

Параметры конструкций скважин

№	Обсадная колонна	Интервал		Наружный диаметр обсадной	Диаметр ствола скважины под спуск обсадной	Высота подъема цемента за
		установки по верт	колонны по стволу			
Наклонная скважина (обычная), 4-интервальный профиль. Акр = 600 м						
1	Направление	0-40	0-40	323,9	393,7	До устья
2	Кондуктор	0-	0-	244,5	295,3	
3	Эксплуатационная	304 0 / 1040	400	168 3 / 146 1	215 0	
Пологая скважина, пятиинтервальный профиль, Акр = 600 м						
1	Направление	0-40	0-40	323,9	393,7	До устья
2	Кондуктор	0-	0-	244,5	295,3	
3	Эксплуатационная	400	400	168 3 / 146 1	215 0	
Пологая скважина, четырехинтервальный профиль, Акр = 1200 м						
1	Направление	0-40	0-40	323,9	393,7	До устья
2	Кондуктор	0-	0-	244,5	295,3	
3	Эксплуатационная	550	550	146 1 / 127 0	215 0	
Пологая скважина, четырехинтервальный профиль, Акр = 1800 м						
1	Направление	0-40	0-40	323,9	393,7	До устья
2	Кондуктор	0-	0-	244,5	295,3	
3	Промежуточная	300	300	117,8 / 168,2	215,9	
Пологая скважина, четырехинтервальный профиль, Акр = 2400 м						
1	Направление	0-40	0-40	323,9	393,7	До устья
2	Кондуктор	0-	0-	244,5	295,3	
3	Промежуточная	300	300	168,3	215,9	

7 Проектирование профилей скважин пространственного типа

В последние годы на месторождениях Западной Сибири широкое распространение получило строительство пологих и горизонтальных скважин (ГС), ствол которых вскрывает продуктивный пласт под углом 50-70° или горизонтально протяженностью 500 метров и более.

Практическое внедрение горизонтального бурения скважин получило при разбурировании месторождений по дополнительной сетке разработки, причем бурение ГС с кустовых площадок в проектном азимуте горизонтального ствола требует использования профилей пространственного типа (Федоровское месторождение). Граничные условия, предъявляемые к профилю ГС (ограничения величины максимального зенитного угла в интервале набора α и стабилизации параметров кривизны, интенсивности искривления ствола на 10 или 100 м интервала, глубина вертикального участка, величина зенитного угла входа в продуктивный пласт, «коридор» допуска бурения горизонтального ствола, изменение азимутального направления скважины от первоначального до 90° и др.) в первую очередь определяются требованиями по созданию крепи повышенной надежности, увеличению сроков межремонтного периода работы глубиннонасосного оборудования и безопасной проходимости бурильных и обсадных колонн по стволу в процессе бурения и заканчивания скважин.

подавляющее большинство наклонно направленных скважин, проектируемые в одной плоскости, в процессе бурения естественно искривляются в пространстве, при этом интенсивность пространственного искривления ствола достигает значительных величин.

Естественное пространственное искривление связано в первую очередь с геологическими и технологическими условиями бурения, а также несовершенством применяемых КНБК с опорно-центрирующими элементами. Кроме того, пространственное искривление ствола является необходимым условием для выполнения сетки разработки месторождения горизонтальными скважинами (рис. 17).

В связи с этим представляет практический интерес решение задач проектирования оптимального профиля пологих и ГС пространственного типа, отвечающих требованиям надежности скважин, как технического сооружения, и эффективности их эксплуатации.

При расчете профиля пространственного типа используются данные анализа естественного зенитного и азимутального искривления стволов ранее пробуренных скважин, проектное начальное и конечное азимутальное направление ствола ГС, требования к профилю и конструкции скважины, предъявляемые заказчиком проекта на их строительство.

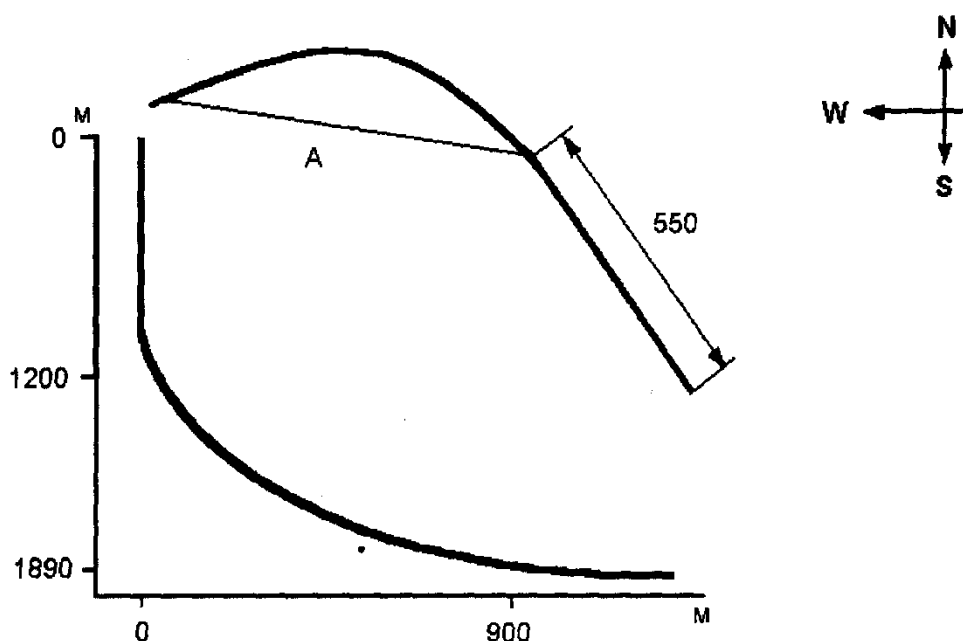


Рис. 17 Профиль ствола скважины с пространственным искривлением

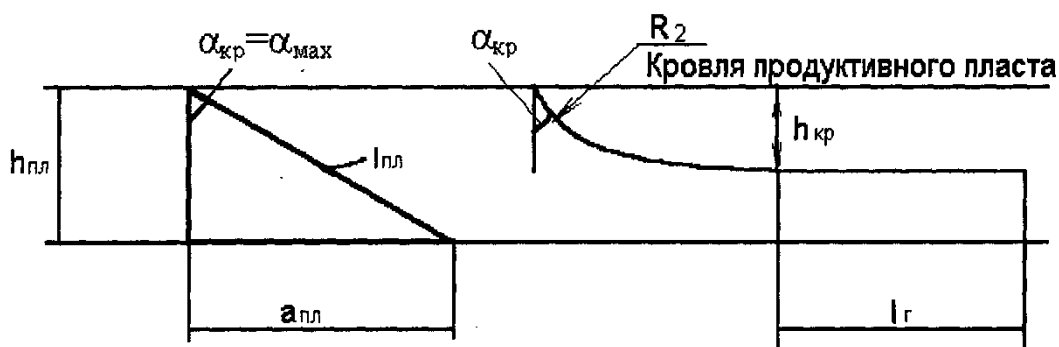


Рис. 18 Схема к расчету $\alpha_{пл}$ и $l_{пл}$ на участке вскрытия продуктивного пласта

Отличительной особенностью проектирования профиля пологой скважины является то, что здесь предварительно в зависимости от толщины продуктивного

пласта h_{nl} и требуемых значений длины ствола l_{nl} (или проекции ствола на горизонтальную плоскость a_{nl}) задается зенитный угол $\alpha = \alpha_{кр}$, под которым вскрывается продуктивный пласт [9].

Для ГС значение $\alpha_{кр}$ задается в зависимости от расстояния между кровлей пласта и осью ствола горизонтального участка $h_{кр}$, а также радиуса искривления R_2 на втором участке набора зенитного угла (рис. 18).

В табл. 15 с учетом схемы (рис. 18) приведены расчетные данные по l_{nl} , и a_{nl} , вычисленные для пологих скважин с $\alpha_{кр} = 60 = 80^\circ$ при $h_{кр} = 10 - 80$ м. В табл. 16 приведены расчетные l_{nl} , a_{nl} , $\alpha_{кр}$, вычисленные для различных величин $h_{кр}$ и радиусов искривления **R**.

Зенитный угол α_1 и радиус искривления R_1 принимаются в зависимости от условий бурения, конструкции скважины, а также требований по надежной эксплуатации глубинно-насосного оборудования.

Кроме того, значение зенитного угла в начале интервала стабилизации можно определить по следующей формуле:

$$\alpha_1 = \arctg \frac{A_{ТВП} - R_1 + R_2 \cdot \cos \alpha_2}{H - R_2 \cdot \sin \alpha_2}, \quad (94)$$

где $A_{мвп}$ - горизонтальное отклонение на кровле продуктивного пласта для пологих скважин, горизонтальное отклонение скважины без учета длины горизонтального участка (для горизонтальных скважин);

H - вертикальная проекция участка искривления скважины, м;

$$H = H_{кр} - h_1 ;$$

h_1 - глубина точки зарезки первоначального искривления скважины, м;

$H_{кр}$ - глубина по вертикали до кровли продуктивного пласта, м.

Расчет, профиля ведется в трех проекциях - вертикальной (ось Z, направлена

вниз) и двух горизонтальных (оси X и Y), где ось X является касательной к магнитному меридиану в направлении магнитного севера, а ось Y направлена в сторону магнитного востока.

На рис. 19, 20 изображены пространственный профиль ствола скважины и углы пространственного искривления.

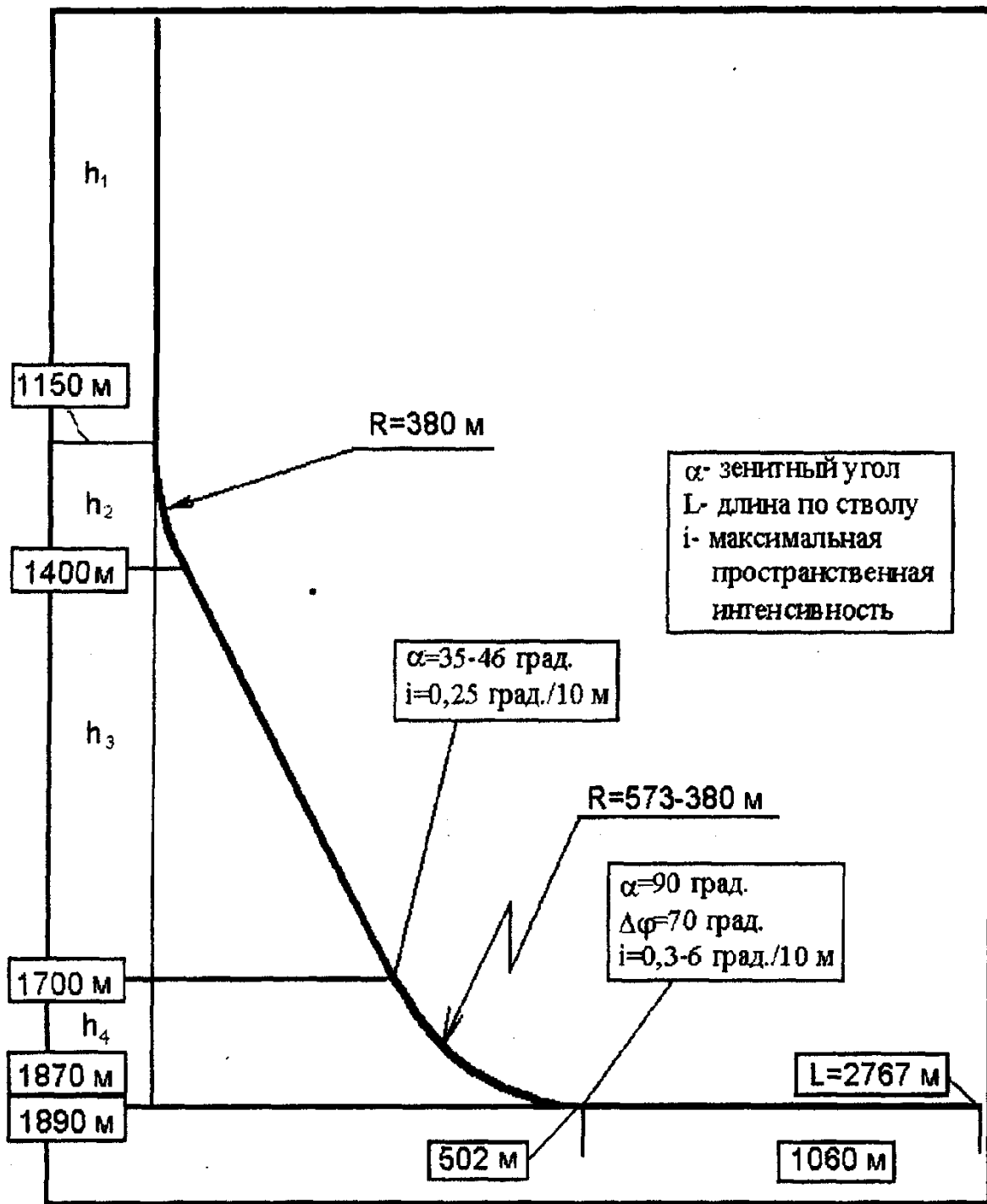


Рис. 19 Проектный профиль наклонно направленной пологой скважины Федоровского месторождения

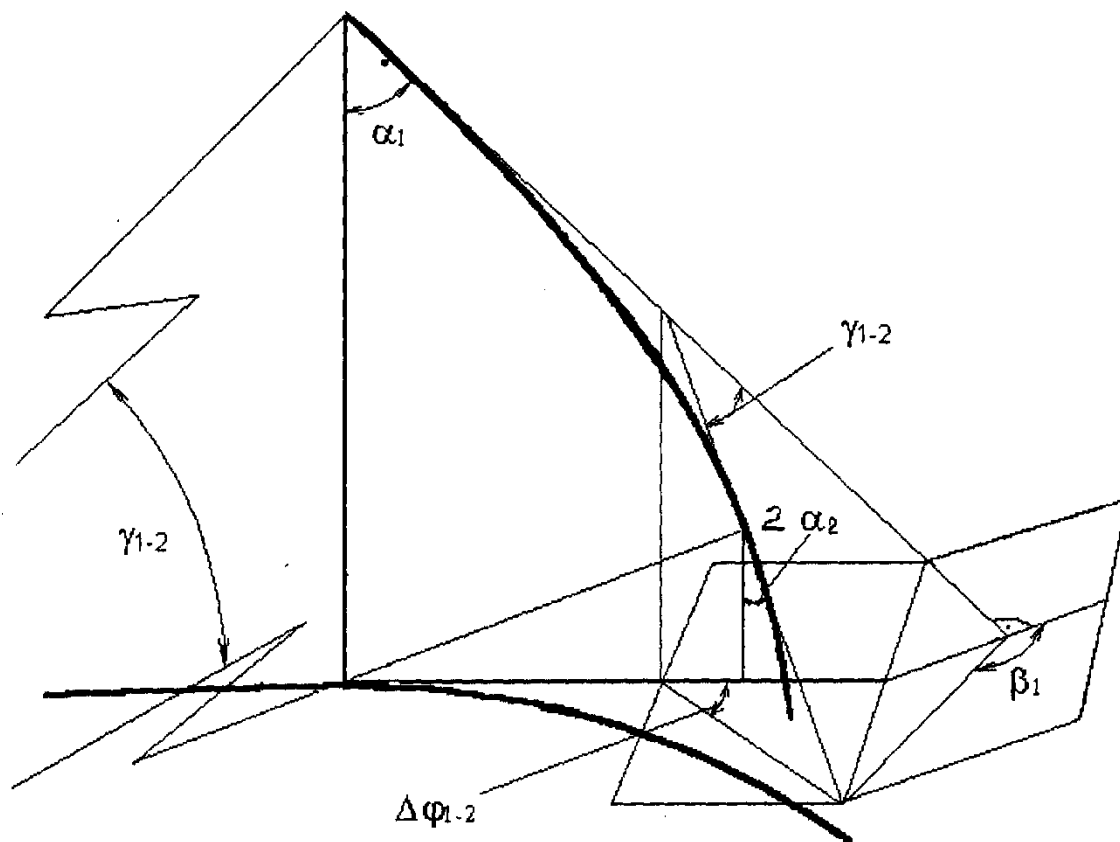


Рис. 20 Углы пространственного искривления скважин

Исходными данными для расчета являются: 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 ($\Delta\phi_1, \Delta\phi_2, \Delta\phi_n$); проектное смещение ($A_{\text{мен}}$); глубина скважины по вертикали до кровли продуктивного пласта ($H_{\text{кр}}$); глубина вертикального участка (h_1); глубина продуктивного пласта ($h_{\text{пл}}$); смещение в продуктивном горизонте ($a_{\text{но}}$) для наклонно направленных скважин или длина горизонтального участка (d_u) для горизонтальных скважин.

Если изменение азимутального угла не происходит, то оно приравняется к нулю и расчет профиля сводится к плоскостному типу.

Главным при расчете пространственного профиля является определение азимутального угла поправки, необходимого для коррекции профиля непосредственно перед началом бурения относительно круга и коридора допуска, который рассчитывается по формуле:

$$\Delta\varphi_n = \arcsin \frac{\Delta\varphi_1 + \Delta\varphi_2 + \dots + \Delta\varphi_n}{A_{ТВП}}, \quad (95)$$

где: $\Delta\phi$ - азимутальное искривление за i интервал проходки, град;

$A_{ТВП}$ - расстояние от вертикали до точки входа ствола в пласт, м.

Начальный азимутальный угол с учетом поправки ($\Delta\phi_n$) определяется по следующей формуле:

$$\Delta\varphi_n = \phi \pm \Delta\varphi_n, \quad (96)$$

где: $\Delta\phi_n$ - поправка азимутального угла, град;

ϕ - начальный азимутальный угол, град.

Начальный зенитный угол с учетом поправки на изменение азимутального направления ($\Delta\phi_n$) определяется по формуле (82), где вместо $A_{ТВП}$ используется A' - отклонение с учетом азимутальной поправки:

$$\alpha_{1n} = \arctg \frac{A' - R_1 + R_2 \cdot \cos \alpha_2}{H - R_2 \cdot \sin \alpha_2}, \quad (97)$$

где: A' - отклонение забоя от вертикали с учетом $\Delta\phi_n$, м.

$$A' = \frac{A_{ТВП} \cdot \sin \Delta\phi}{\sin(\Delta\phi + \Delta\varphi_n)}; \quad (98)$$

$\Delta\phi$ - суммарное изменение азимутального угла, град.

Расчетные формулы для определения элементов профиля приведены в табл.

17.

В качестве примера приведем расчет рассмотренного пятиинтервального профиля при следующих исходных данных: глубина скважины по вертикали $H=1890$ м; отклонение $A=662$ м; длина вертикального участка $h_1 = 1250$ м;

радиусы искривления $R_1 = R_2$ равны 380 м. Скважина искривлена в пространстве на 52° ; $\phi_1 = 27^\circ$, $\phi_2 = 7^\circ$, $\phi_3 = 13^\circ$, $\phi_4 = 5^\circ$, $\phi_5 = 0^\circ$. Начальный азимут $\phi_0 = 30^\circ$.

Таблица 17

Расчетные формулы элементов пространственного профиля скважины

Длина скважины по стволу, L, м	Смещение A, м	Проекция		
		вертикальная Z, м	горизонтальная	
			X, м	Y, м
Вертикальный				
$l_1 = h_1$	$a_1 = 0$	$z_1 = h_1$	$x_1 = 0$	$y_1 = 0$
Набор зенитного угла				
$l_2 = 0,0174 \cdot x R_1 (\alpha_1 - \alpha_0)$	$a_2 = R_1 (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_0)$	$z_2 = R_1 (\sin \alpha_1 - \sin \alpha_0)$	$x_2 = a_2$	$y_2 = a_2 \cdot \sin \phi_1$
Наклонно прямолинейный				
$l_3 = \frac{z_3}{\cos \alpha_1}$	$a_3 = z_3 \cdot \operatorname{tg} \alpha_1$	$z_3 = H_{\text{кр}} - z_2$	$x_3 = a_3$	$y_3 = a_3 \cdot \sin \phi_2$
Набор зенитного угла				
$l_4 = 0,0174 \cdot x R_2 (\alpha_2 - \alpha_1)$	$a_4 = R_2 (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_1)$	$z_4 = R_2 (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1)$	$x_4 = a_4$	$y_4 = a_4 \cdot \sin \phi_3$
Участок набора зенитного угла в продуктивном пласте				
$l_5 = 0,0174 \cdot x R_2 (\alpha_3 - \alpha_2)$	$a_5 = R_2 (\cos \alpha_3 - \cos \alpha_2)$	$z_5 = R_2 (\sin \alpha_3 - \sin \alpha_2)$	$x_5 = a_5$	$y_5 = a_5 \cdot \sin \phi_4$
Горизонтальный участок				
$l_6 = l_r$	$a_6 = l_r$	$z_6 = 0$	$x_6 = a_6$	$y_6 = a_6 \cdot \sin \phi_5$
Примечание: В графе проекции (X) $\phi_1, \phi_2, \phi_3, \phi_4$ - азимутальные углы в конце интервала с учетом начального азимута ϕ_0 .				

Расчет профиля начинается с определения величины зенитного угла. В зависимости от толщины пласта ($h_{\text{пл}} = 4 \text{ м}$) по данным табл. 13 принимаем зенитный угол при входе в пласт равным $\alpha_2 = 82^\circ$ Конечный зенитный угол

$\alpha_3 = 90^\circ$. Длина горизонтального участка $l_2 = 500 \text{ м}$.

Далее определяем значение начального зенитного угла по формуле (94):

$$\alpha_1 = \arctg \frac{662 - 380 \cdot \cos 82}{640 - 380 \cdot \sin 82} = 51,8^\circ .$$

Результаты расчета пятиинтервального пространственного профиля на примере наклонно направленной пологой скважины Федоровского месторождения приведены в табл. 18.

Строительство наклонно направленных скважин с пологим и горизонтальным окончанием ствола пространственного типа выдвигает дополнительные требования к качеству буровых растворов при первичном вскрытии продуктивных горизонтов, к программе промывки и очистки ствола скважины от выбуренной породы, сохранению устойчивости его стенок, а так же к снижению коэффициента трения и сил адгезии.

В интервалах установки внутрискважинного оборудования (тангенциальный участок), кривизна ствола ограничивается, как правило, величиной $0,25^\circ/10 \text{ м}$ проходки. Для выполнения данного требования в настоящее время нет эффективных многоцентраторных КНБК, методики их конструирования расчета геометрических размеров, выбора и сборки в условиях буровой (кустовой площадки).

Таблица 18

Результаты расчета пространственного профиля пологой скважины

Интервал по вертикали, м	Зенитный угол α , град		Азимутальный угол ϕ , град		Смещение, м	Координаты ствола, м			Длина по стволу, м	
	начальный	конечный	начальный	конечный		Z	X	Y	за интервал	общая
	Вертикальный участок									
0-1250	0	0	30	30	0	1	0	0	1250	1250
Интервал набора										
1250-	0	51,8	30	57	14	2	78	1	342,	1592,8
Интервал стабилизации										
1548,2-	51,8	51,8	57	64	32	2	22	4	419,	2012,3
Интервал набора										
1808,2-	51,8	82	64	77	18	7	26	5	200,	2213,2
Интервал набора в продуктивном пласте										
1886,3-	82	90	77	82	52,	3,	21	6	53,0	2266,3
Горизонтальный участок										
1890-	90	90	82	82	55	0	34	1	550	2816,3

8 Технологические аспекты строительства радиально-разветвленных горизонтальных скважин

8.1 Строительство радиально-разветвленных горизонтальных скважин (РРГС) производится путем создания расчетного количества стволов, их проводке по пласту в практически одной горизонтальной плоскости с направлением стволов в соответствии с разными азимутами. Количество ответвлений и протяженность горизонтальных стволов может колебаться в широких пределах от двух и более в зависимости от горно-геологической характеристики, толщины и ожидаемой производительности продуктивного пласта, а также от технико-технологических условий бурения РРГС. Метод строительства РРГС находит все более широкое применение при разработке нефтегазовых месторождений, так как при этом методе обеспечивается значительный прирост добычи продукции пласта по сравнению с одноствольными горизонтальными скважинами, при сопоставимых условиях их эксплуатации.

Радиальные ответвления производятся из одного ствола, причем чаще всего из обсаженной эксплуатационной колонны, хотя в отдельных случаях при устойчивых породах продуктивного пласта применяется также строительство РРГС в открытом стволе. Для удобства практического использования метода ниже приводится описание последовательности выполнения технологического процесса строительства РРГС на конкретном примере.

Проектируется строительство РРГС с четырьмя ответвлениями (рис. 21), из которых ствол №1 является основным и прокладывается в середине продуктивного пласта на глубине 2005 м по вертикали в азимуте (условно)

$\phi_1 = 0^\circ$. Остальные ответвления №2, 3, 4 бурятся из основного ствола путем вырезания «окна» в эксплуатационной колонне и продолжения бурения в пласте до проектной глубины. Азимуты искривления ответвлений равны, соответственно: $\phi_2 = 90^\circ$, $\phi_3 = 180^\circ$, $\phi_4 = 270^\circ$ рис. 21. Радиальные стволы прокладываются на расстоянии одного метра по высоте, считая от линии

середины пласта к его кровле.

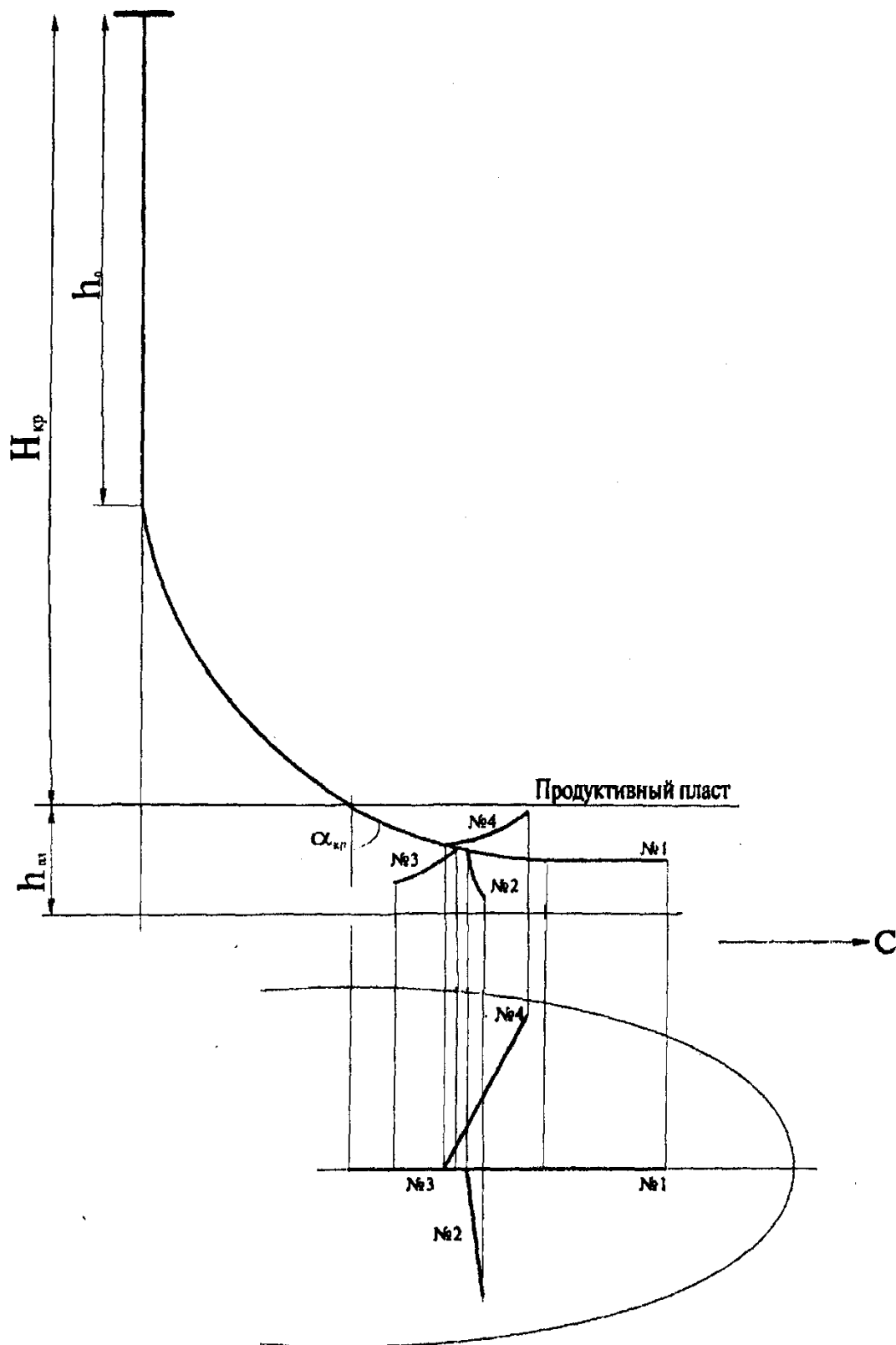


Рис. 21 Схема разветвления радиально-горизонтальной скважины

Основными исходными данными являются: глубина кровли продуктивного

пласта $H_{кр} = 2000$ м; толщина пласта $h_{пл} = 10$ м. Общая протяженность ствола каждого ответвления в отдельности в пределах $A_{гор} = 150$ м. Проектное отклонение ствола скважины от вертикали на глубине кровли продуктивного пласта $A_{кр} = 500$ м.

Первым бурится основной ствол №1 РРГС (рис. 21-23).

Параметры профиля и конструкция основного ствола представлены в табл. 19, 20 и на рис. 23. Строительство этого ответвления осуществляется по известной технологии бурения горизонтальных скважин. На глубине $H_{кр} = 2000$ м зенитный угол ствола равен $\alpha_{кр} = 79,33^\circ$. Далее, в интервале от 2000 до 2005 м по вертикали, что соответствует глубине середины продуктивного пласта; ствол скважины искривляется до $\alpha = 90^\circ$, интервал искривления по стволу - 2246-2300 м и бурение скважины долотом диаметром 215,9 мм продолжается до глубины 2450 м со стабильной величиной $\alpha_2 = 90^\circ$.

Таким образом, основной ствол №1 имеет протяженность ствола в продуктивном пласте, равную 204 м, из которых 150 м горизонтального ствола. Общее отклонение ствола от вертикали составляет $A_{скв} = 703$ м. На глубину 2300 м по стволу в скважину спускается эксплуатационная колонна диаметром 177,8 мм. Затем устье скважины оборудуется превентором, и внутрь колонны спускается бурильный инструмент для разбуривания цементного стакана и дохождения до забоя. После соответствующей подготовки ствола в интервале от 2300 до 2450 м в скважину спускаются фильтровые трубы типа насосно-компрессорных труб (НКТ) диаметром 101,6 мм. Верхняя часть фильтровых труб оборудуется проходным пакером, а также устройством для подвески НКТ внутри обсадной колонны диаметром 177,8 мм.

Параметры проектного профиля основного ствола радиально-горизонтальной скважины

Интервал ствола по вертикали, м	Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град		Горизонтальное отклонение ствола от вертикали, м	Длина скважины по стволу профиля		
		в начале интервала	в конце интервала		за интервал	общее	интервала
Вертикальный участок							
0-1397	1397	0	0	0	0	1397	139
Первый участок набора кривизны							
1397-	603	0	79,33	500	500	849	224
Второй участок набора кривизны							
2000-	5	79,33	90,00	53	553	54	230
Интервал стабилизации кривизны (горизонтальный ствол)							
2005-	0	90,00	90,00	150	703	150	245
<p><i>Примечание:</i> На первом участке набора кривизны радиус искривления $R_1 = 613,5$ м (интенсивность набора кривизны $0,934^\circ/10$ м). На втором участке набора кривизны $R_2 = 286,5$ м ($2^\circ/10$ м). Радиально-горизонтальные стволы прокладываются в интервале ствола по вертикали от кровли $H_{кр} = 2000$ м до середины пласта $H_c = 2005$ м.</p>							

Таблица 20

Конструкция основного ствола радиально-горизонтальной скважины

Диаметр обсадной колонны,	Диаметр долота при бурении интервала под	Интервал установки колонны, м				Номер в	Глубина установки	Тип соединения	Максимальный наружный
		по		по стволу					
		от (верх)	до	от (верх)	до				
Направление									
323,9	393,7	0	30	0	30	1	0	норм. КБ	315,0
Кондуктор									
244,5	295,3	0	30	0	30	2	0	ОТ ТМБ	269,9
Эксплуатационная колонна									
177,8	215,9	0	20	0	23	3	0	ОТ ТМД	198,0
«Хвостовик»-фильтр									
101,6	215,9/155,6	20	20	22	24	4	2292	НК Т	120,6
Примечание: Глубина кровли продуктивного пласта по вертикали - 2000 м, по стволу 2246 м.									

Следует отметить, что основной ствол №1 может быть продолжен практически на любой глубине в пределах продуктивного пласта в зависимости от глубины эффективной нефтенасыщенности пласта. Кроме того, возможны различные варианты конструкции призабойной части ствола скважины (обсаженный ствол, открытый ствол, фильтровые трубы и т.д.).

Строительство радиального ствола №2 (рис. 21, 22, 24), производится путем вырезания «окна» в эксплуатационной колонне диаметром 177,8 мм и бурения ствола расчетной протяженности от 2282,5 до 2432,5 м. Параметры профиля ответвления №2 приведены в табл. 21 и на рис. 24. Для вырезания «окна» в колонне используется уипсток, плоскость искривления которого ориентируется в заданном азимуте. Уипсток снабжен в нижней части якорем для надежной его фиксации. Глубина установки уипстока - 2004,5 м по вертикали, то есть на 0,5 м выше, чем уровень горизонтального ствола №1, что соответствует глубине 2282,5 м по длине ствола. В интервале от 2282,5 до 23000 м зенитный угол с $86,5^\circ$ увеличивается до $\alpha_2 = 90^\circ$. Затем в интервале от 23000 до 2432,5 м ствол скважины бурится горизонтальным (долото диаметром 155,6 мм). Состав компоновки низа бурильной колонны и параметры режима бурения на всем интервале от «окна» до окончания интервала бурения ответвления, приводятся в п.8.3.

В пробуренный ствол на глубину 2432,5 м (по стволу) спускаются фильтровые трубы - НКТ диаметром 88,9 мм, верхняя часть которых в открытом стволе оборудуется затрубным проходным пакером (рис. 22). Бурится радиально-разветвленный ствол №3 (рис. 21, 22, 24), с предварительным вырезанием «окна» в эксплуатационной колонне. Уипсток устанавливается на глубине 2004 м по вертикали, что на 0,5 м выше глубины зарезания ответвления №2. Это соответствует глубине скважины по стволу - 2275,8 м и расстоянию 6, 7 м от первого «окна». В интервале ствола от 2275,8 м до 2300 м в пределах продуктивного пласта зенитный угол с $85,16^\circ$ увеличивается до $\alpha_2 = 90^\circ$. Далее со стабильным углом скважина углубляется на 125,8 м (рис. 24). На глубину 2425,8 м спускаются фильтровые трубы диаметром 88,9 м, и также, как в

ответвлении №2, верхняя часть НКТ оборудуется проходным пакером.

Бурится четвертый радиально-разветвленный ствол скважины (рис. 21, 22, 24). Параметры профиля представлены в табл. 21 и на рис. 24. Глубина точки зарезки по стволу - 2266,6 м, по вертикали - 2300 м. Расстояние между «окнами» №3 и 4 составляет 9,2 м. Технологический процесс вырезания «окна» в обсадной колонне, бурение и заканчивание ответвления №4 такие же, как и в ответвлениях №2 и 3.

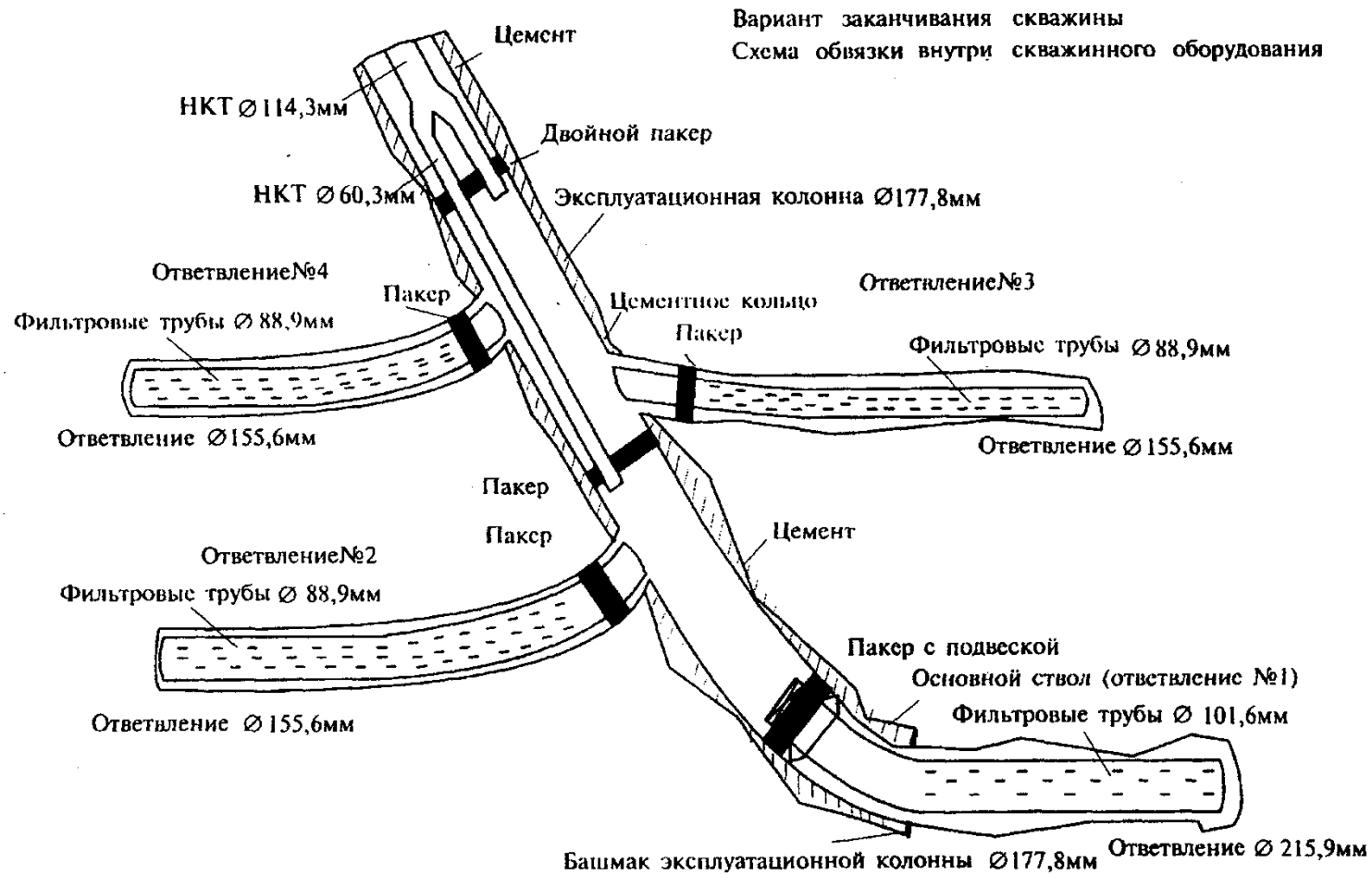


Рис. 22 Вариант заканчивания РРС и обвязки внутрискважинного оборудования

Таблица 21

Параметры проектного профиля радиально-горизонтальной скважины в пределах продуктивного пласта

Глубина нахождения		Зенитный угол на глубине вырезанного «окна» в	Расстояние между «окнами» в		Длина интервала ствола при наборе кривизны от	Длина горизонтального ствола	Общая протяженность ответвления в пределах продуктивного	Длина скважины по длине ствола, м
по вертикали	по стволу		по вертикали	по стволу				
РГС №2								
2004,	2282,	86,50	0,5	-	17,5	132,5	150	2432,
РГС №3								
2004,	2275,	85,16	0,5	6,7	24,2	125,8	150	2425,
РГС №4								
2003,	2266,	83,30	1,0	9,2	33,4	116,6	150	2416,
<p><i>Примечание:</i> Радиус искривления скважины при наборе кривизны от значения угла α_0 на глубине вырезанного</p>								

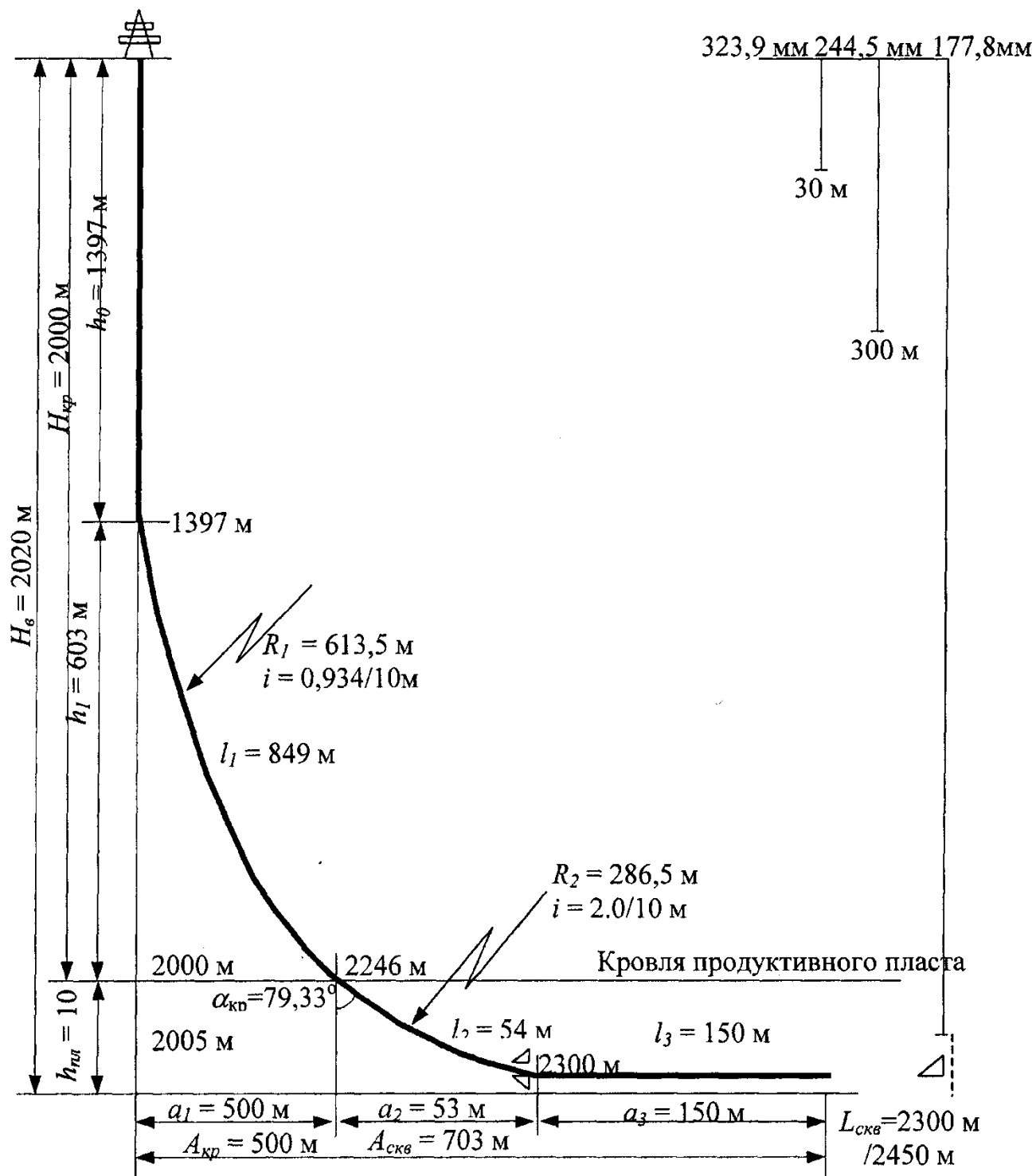


Рис. 23 Проектный профиль и конструкция основного ствола № 1 радиально-горизонтальной скважины

Таким образом, проектируемая РРГС с четырьмя радиально-разветвленными стволами имеет общую протяженность в продуктивном пласте, равную

$\sum A_{гор} = 600 \text{ м}$. Так как расстояние между устьями стволов составляет всего 2

м (по вертикали), то фактически эксплуатация пласта будет осуществляется в одинаковом режиме, что должно обеспечить значительный рост добычи нефти (газа).

8.2 Расчет параметров проектного профиля радиально-разветвленных горизонтальных стволов скважины в пределах продуктивного пласта

Исходные данные для расчета (ответвление №2):

Расстояние от основного горизонтального ствола до точки зарезки ответвления № 2 по высоте пласта $h_1 = 0,5$ м (от 2004,5 до 2005,0 м).

Радиус искривления ствола скважины на интервале набора α от значения α_1 в точке зарезки до $\alpha_2 = 90^\circ$ после выхода ствола на горизонталь ($R_1 = 286,5$ м, $i = 2^\circ/10$ м).

Принятое значение R остается постоянным для набора α во всех остальных радиально-ответвленных стволах, что соответствует радиусу искривления основного ствола от зенитного угла на глубине кровли продуктивного пласта $\alpha_{кр} = 79,33^\circ$ до $\alpha_2 = 90^\circ$.

8.2.1 Последовательность расчета:

Определяется значение зенитного угла α_1 в точке зарезки второго ответвленного ствола из условия:

$$h_1 = R (\sin 90^\circ - \sin \alpha_1). \quad (99)$$

Решая относительно α_1 , имеем

$$\arcsin \alpha_1 = (R - h_1)/R. \quad (100)$$

Подставляя в формулу (88) известные значения R и h_1 , получим:

$$\arcsin \alpha_1 = (286,5 - 0,5)/286,5 = 0,9982, \text{ откуда } \alpha_1 = 86^\circ 30'.$$

Определяется расстояние l_1 от глубины точки зарезки по дуге искривления до выхода ствола на горизонтальную линию:

$$l_1 = 0,01745 \cdot R \cdot (90^\circ - \alpha_1) = 0,01745 \cdot 286,5 \cdot (90 - 86,5) = 17,5 \text{ м.}$$

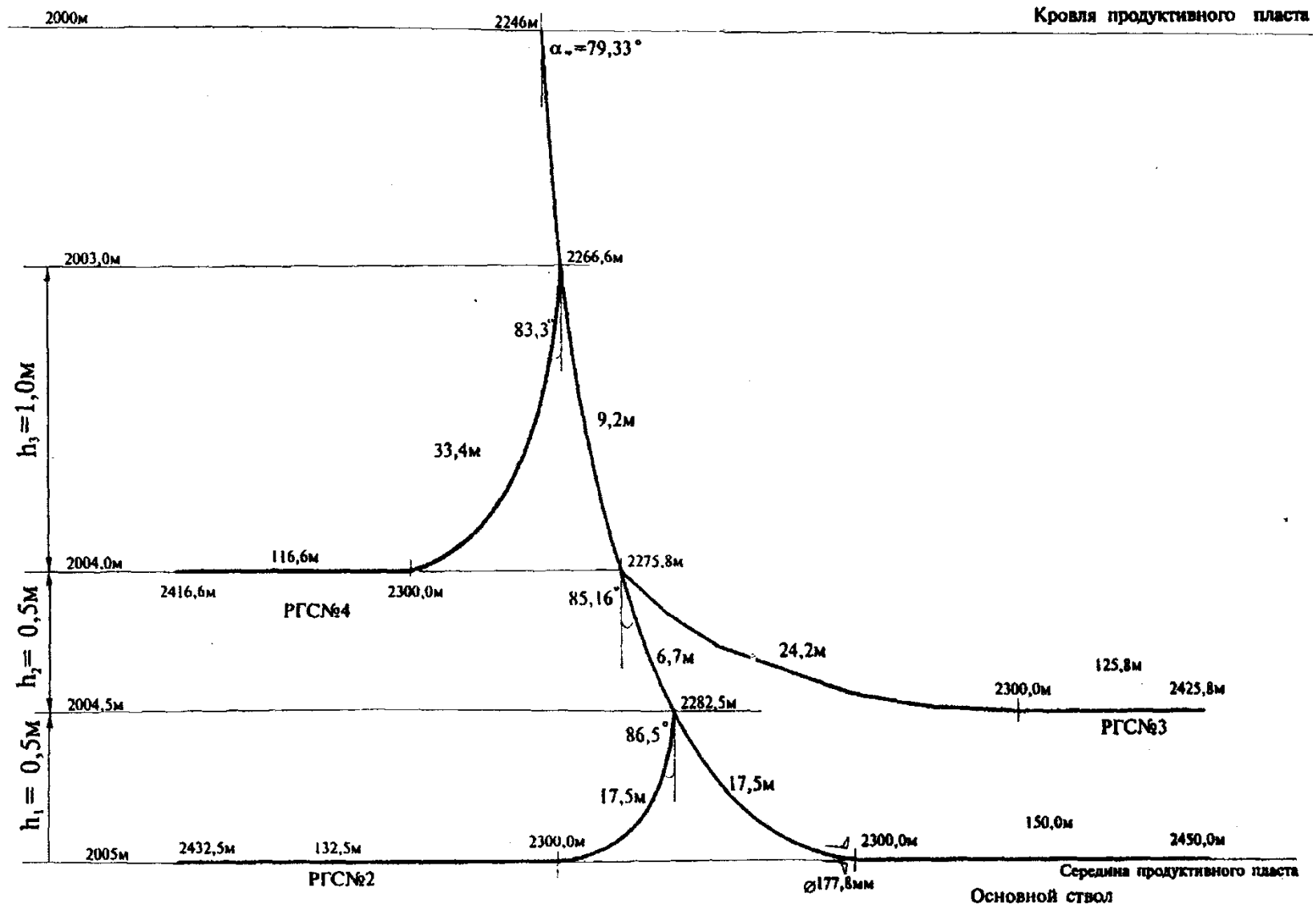


Рис. 24 Схема разветвления стволов радиально-горизонтальной скважины в пределах продуктивного пласта

Определяется глубина точки зарезки $L_{m/з}$ по стволу ответвления №2 из условия:

$$L_{m/з(1)} = L_{э/к} - l_1 = 2300 - 17,5 = 2282,5 \text{ м.}$$

Длина горизонтального ствола ответвления №2 составит:

$$a_2 = A_2 - a_1 = 150 - 17,5 = 132,5 \text{ м.}$$

Здесь условно принимается, что l_1 равно проекции этой длины на горизонталь α_1 ввиду большого значения $\alpha \approx 90^\circ$.

Для определения глубины точки зарезки $L_{m/з(2)}$ и параметров профиля ответвления ствола №3 определяется зенитный угол α_2 на глубине $L_{m/з(2)}$ по формуле:

$$\alpha_2 = \arcsin (R \sin \alpha_1 - h_2) / R, \quad (101)$$

где при известных $R = 286,5$ м, $\alpha_1 = 86,5^\circ$, $h_2 = 0,5$ м имеем: $\alpha_2 = 85,16^\circ$.

Находится l_2 - расстояние между первым и вторым «окном» в эксплуатационной колонне по формуле:

$$l_2 = 0,01745 \cdot R \cdot (\alpha_1 - \alpha_2) = 0,01745 \cdot 286,5 \cdot (86,5 - 85,16) = 6,7 \text{ м.}$$

Искомое значение

$$L_{m/з(2)} = L_{m/з(1)} - l_2 = 2282,5 - 6,7 = 2275,8 \text{ м.}$$

После вырезания «окна» на глубине 2275,8 м в дальнейшем зенитный угол увеличивается с $\alpha_2 = 85,16^\circ$ до $\alpha_2 = 90^\circ$, и бурение ответвления №3 продолжается горизонтальным стволом до глубины 2425,8 м. Параметры профиля ответвлений ствола №2 и 3 приводятся в табл. 21 и на рис. 24.

8.3 По приведенной методике рассчитаны параметры профиля и для ответвления №4.

8.4 Компоновка низа бурильной колонны и режимы бурения при строительстве радиально-разветвленных скважин

8.4.1 Вырезание «окна» в эксплуатационной колонне диаметром 177,8 мм.

Перед вырезанием «окна» производится обследование состояния колонны. В скважину спускается «печать», затем локатор, с помощью которого определяются глубины нахождения муфт обсадных труб в интервалах вскрытия «окон» в колонне. Важное значение имеет также наличие цементного кольца за колонной. Для проверки наличия цементного камня за колонной производят акустический цементомер.

После выбора точки зарезки производится спуск отклонителя. Типовая конструкция КНБК (по зарубежной технологии [16, 17]) следующая: отклонитель-уипсток с якорем; стартовый фрезер (диаметр 149,2 мм); диамагнитная УБТ длиной 10 м диаметром 120,6 мм в сочетании с MWD-телесистемой; магнитное УБТ (одна труба длиной 10 м) диаметр 120,6 мм; стальные УБТС диаметр 120,6 мм расчетной длины, обеспечивающей требуемую осевую нагрузку на долото (100-150 м); остальное до устья скважины - ПК 127х9,19 мм; уипсток устанавливается и ориентируется в заданном азимуте.

Усредненные значения параметров режима фрезерования (роторное бурение): осевая нагрузка, $G_d = 3-5 \text{ кН}$; число оборотов вращения колонны $n = 40$ об/мин; производительность бурового насоса $Q = 16-18$ л/с.

8.4.2 Расширка «окна» в обсадной колонне

Состав КНБК: фрезер колонный диаметром 149,3 мм; УБТС диаметром 120,6 мм (одна труба длиной 10 м); фрезер колонный бочкообразный диаметром 156,0 мм; УБТС диаметром 120,6 мм расчетной длины - 100-150 м; остальное до устья скважины ПК 127х9,19 мм.

Расширка «окна» до нормального диаметра скважины 155,6 мм производится с помощью бочкообразного фрезера. Вырезание «окна» считается законченным тогда, когда последний фрезер и спущенное затем трехшарошечное долото свободно проходят через «окно» при подъеме и спуске инструмента. Параметры режима расширки «окна» практически мало отличаются от режима при первоначальной зарезке, за исключением некоторого увеличения числа оборотов вращения до 50-70 об/мин.

8.4.3 Набор кривизны в открытом стволе скважины

Зенитный угол со значения α_0 - на глубине вырезанного «окна» увеличивается до $\alpha_2 = 90^\circ$ (табл. 19 и рис. 18). Состав КНБК следующий: трехшарошечное долото диаметром 155,6 мм; винтовой забойный двигатель-отклонитель с регулируемым кривым переводником с углом изгиба $\gamma_{к/л} = 1,5 - 1,8^\circ$ (отклонитель ориентируется в заданном азимуте); перепускной клапан; диамагнитные УБТ диаметром 120,6 мм с телесистемой MWD; немагнитные УБТ диаметром 120,6 мм (одна труба длиной до 10 м); ясс диаметром 120,6 мм; стальное УБТ диаметром 120,6 мм длиной 40-50 м; остальное до устья скважины - ПК 127x9,19 мм.

8.4.4 Стабилизация кривизны в открытом стволе скважины

Состав КНБК: трехшарошечное долото диаметром 155,6 мм; ВЗД диаметром 120,6 мм с центратором диаметром 149,2 мм, с регулируемым кривым переводником - $\gamma_{к/л} = 1^\circ$; перепускной клапан диаметром 120,6 мм; спиральный лопастной центратор на валу ВЗД, над долотом диаметром 152 мм; система измерений - MWD/LWD кривизны; приборы для проведения нейтронного каротажа и резистивиметрии диаметром 120,6 мм; диамагнитные УБТ 120,6x57,1 мм (одна труба длиной 10 м); СБТ 88,9x11,4 мм; ясс диаметром 120,6 мм; СБТ 88,9x11,4 мм (работают в открытом стволе от забоя до глубины нахождения вырезанного «окна» в обсадной колонне плюс примерно 100-150 м); УБТ 120,6x50,8 мм (внутри обсадной колонны длиной 70-80 м для обеспечения нагрузки на долото при бурении горизонтального ствола); остальное до устья скважины - ПК 127x9,19 мм.

Параметры режима бурения скважины на интервалах набора и стабилизации кривизны примерно одинаковые, следующие: осевая нагрузка на долото $G_d = 70-80$ кН; производительность бурового насоса $Q = 14-16$ л/с, частота вращения долота постоянная.

Параметры бурового раствора выбираются в зависимости от величины пластового давления, допустимой репрессии на пласт с учетом характеристики ВЗД.

Включенная в состав КНБК телесистема MWD предназначена для ориентирования отклонителя и контроля за траекторией ствола. Кроме того, в КНБК устанавливаются системы измерения фирмы «Schlumberger», осуществляющие резистивиметрию, акустический и нейтронный каротажи, что позволяет контролировать и регистрировать параметры процесса бурения и вскрываемых горных пород, включая температуру и давление в пласте.

В состав КНБК включают предназначенные для ликвидации прихвата инструмента безопасный переводник и ясс.

Описанная выше технология строительства РРГС, основанная на накопленном положительном опыте [16, 17], предусматривает вырезание «окна» в эксплуатационной колонне диаметром 177,8 мм и продолжение бурения ответвленных стволов скважин диаметром 155,6 мм. Отработанная технология бурения предусматривает оснащение скважины комплексом внутрискважинного оборудования для освоения, эксплуатации и ремонта скважин и не исключает применение эксплуатационной колонны обсадных труб диаметром 168,3 мм и 146 мм. В отечественной практике восстановления скважин из бездействующего фонда подобные задачи решаются успешно [19]. В [20] приводится подробное описание применяемых в отечественной практике капитального ремонта скважин техники и технологии забуривания нового ствола из обсадной колонны роторным способом. Известны также другие оригинальные решения по совершенствованию технологии строительства многозабойных скважин.

Например, в [18] применили метод спуска обсадной колонны диаметром 168,3 мм с заранее подготовленным «окном» в колонне, через которое после цементирования осуществляется выход в открытый ствол и бурение скважины.

В [21] для забуривания нового ствола предлагается использовать (на расчетной глубине), легко разбуриваемый материал (чугунные трубы или ЛБТД16Т).

Список использованных источников

1. Александров М.М. Силы сопротивления при движении труб в скважине. - М.: Недра, 1978.- 208 с.
2. Справочник инженера по бурению, т. 2. Под ред. Мищевича В.И. -М.: Недра, 1973.- 375 с.
3. Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири. - СибНИИ НП. Тюмень, 1977.- 77 с.
4. Федоров В. С. и др. Практические расчеты в бурении. - М.: Недра, 1966.- 600 с.
5. Инструкция по бурению наклонно направленных скважин. - ВНИИБТ.М.: 1966.- 115с.
6. РД 39-0148070-6.027-86. Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири. - СибНИИ НП. Тюмень, 1986.- 138с.
7. Григорян Н.А. Бурение наклонных скважин уменьшенных и малых диаметров. - М.: Недра, 1974.- 240 с.
8. Калинин А.Г. Искривление скважин. - М.: Недра, 1974.- 304 с.
9. Проектирование профиля и конструкции наклонно направленной пологой скважины /Оганов С.А., Абдрахманов Г.С., Перов А.В., Оганов Г.С./ Бурение нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 1998. - №12.
10. Абдрахманов М.Т., Кагарманов Н.Ф. Оптимизация профилей горизонтальных скважин. - Труды БашНИПИнефть. - 1989. -вып. 80.
11. Анализ технологий строительства горизонтальных скважин, проблемы и пути их решения в Сургутском УБР-1 /Долгов В.Г., Шенбергер В. М., Зозуля Г. П., Харламов К. Н./ Сборник трудов, посвященных юбилею СибНИИ НП, Тюмень, 2000.
12. Проектирование профилей с интервалом безориентируемого набора

кривизны ствола скважины /Харламов К.Н., Ерохин В. П., Долгов В. Г., Шенбергер В. М., Зозуля Г. П./ Сб. тез. Междунар. НКТ «Ресурсосбережение в топливно-энергетическом комплексе России». Тюмень, 1992. - 24 с.

13. Калинин А. Г. и др. Бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин. Справочник. - М.: Недра, 1997. - 670 с.

14. «Sperry Sun Drilling Service» - Руководство по горизонтальному бурению. Хьюстон. Штат Техас, 1993. - 350 с.

15. Оганов А. С., Оганов Г. С., Позднышев С. В. Многозабойное бурение скважин. Москва, ОАО «ВНИИОЭНГ».

16. Bell S. S. Multilateral technology update // Worl Oil. 1977. Apr.p. 33.

17. Bell S. S. Riserless drilling promising for deepwater developments // Worl Oil. 1977. Nov.p. 71-76, 83.

18. Гибадуллин Н. Э., Юмашев Р. Х., Самигуллин В. Х., Гилязов Р. М. Совершенствование технологии строительства многозабойных горизонтальных скважин. Тезисы докладов III Международной семинар «Горизонтальные скважины». РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Москва, 2000.

19. Мессер А. Г., Повалихин А. С. Бурение горизонтальных стволов малого диаметра. НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». №11-12. Москва. «ВНИИОЭНГ». 1999.

20. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 1979.

21. Оганов С. А., Шарипов А. У., Оганов А. С. Актуальные проблемы бурения глубокой наклонной скважины малого диаметра с большим отклонением ствола от вертикали. НЭЖ «Экономика и управление нефтегазовой промышленности». №7, Москва, «ВНИИОЭНГ». 1995.