



Особенности формирования внутрипластовых нефтепромысловых систем на основе технологии горизонтального бурения

Rosneft: In Situ Oil and Horizontal Wells

А.С. Повалихин, д.т.н., В.Ю. Близнюков, д.т.н.
(ПАО «НК «Роснефть»)

Введение

Морские основания, буровые платформы и подводное нефтепромысловое оборудование на нефтяных месторождениях в акваториях арктических и субарктических морей в целях безопасного ведения работ должны быть защищены от воздействия ледовых полей и айсбергов, что требует утяжеления и усложнения таких сооружений, а также применения ледокольного флота для их активной защиты, что значительно увеличивает себестоимость добываемой нефти [1]. Существенно снизить затраты на обустройство и эксплуатацию морских нефтяных месторождений Арктики с тяжелым ледовым режимом можно только за счет значительного уменьшения числа объектов системы эксплуатации месторождения.

A.S. Povalikhin, D.Eng., V.Yu. Bliznyukov, D.Eng.
(PAO Rosneft Oil Company)

Introduction

Gravity based structures, drilling rigs, and subsea equipment in the oil fields in the Subarctic and Arctic waters should be protected against ice and iceberg impacts for safety reasons. This results in an increase of the weight and complexity of the structures as well as the use of an ice-breaking fleet for their active protection, which in turn, increases the cost of production [1]. Only a considerable reduction in the number of facilities within the oil field operation system can considerably cut down the construction and operation costs for offshore oil fields in the Arctic which have complicated ice conditions.

A likely solution can be found from, at home, from experiences with viscous oil field operations by utilising a subsurface and surface oil field system [2]. The in situ part

Возможное решение содержится в отечественном опыте эксплуатации месторождений вязкой нефти шахтным способом с помощью подземно-поверхностной нефтепромысловой системы [2]. Внутрипластовая часть данной системы разработки месторождения включает горизонтальные дренажные стволы и галерею для сбора и транспорта нефти.

Внутрипластовая нефтепромысловая система (ВНС) на месторождении обычной нефти расширит контур питания добывающих скважин и будет выполнять часть функций наземного обустройства месторождения по транспорту нефти [3, 4]. Применение ВНС на морском месторождении позволит сократить число добывающих скважин, а следовательно, эксплуатационных платформ и сооружений.

Организация ВНС

В условиях нефтяных месторождений создание ВНС в виде разветвленных стволов может быть реализовано только за счет горизонтального бурения с использованием современной техники и технологий: алмазных долот с проходкой свыше 5 тыс. м; гидравлических забойных двигателей с ресурсом работы более 500 ч; забойных телеметрических систем с функциями измерения и передачи оператору навигационных, технологических и геофизических параметров; роторных управляемых систем (РУС). Кроме того, у ПАО «НК «Роснефть» есть опыт проводки горизонтальных стволов длиной более 13 км (о. Сахалин).

Создание ВНС требует применения сложных пространственных видов проектного профиля скважин, обеспечивающих достижение стволом скважины контрольных точек в продуктивном пласте, а также пересечение стволом промежуточных и конечной точек с заданными координатами, зенитным углом и азимутом. Промежуточные точки разделяют пространственный проектный профиль скважины на секции из двух сопряженных участков, которые называются траекторными единицами (ТЕД). Для расчета пространственного профиля на основе ТЕД применяется методика, в которой ТЕД состоит из двух участков: пространственно расположенной дуги окружности и прямой [3, 5].

Авторами разработана методика расчета сложного пространственного профиля горизонтальной скважины на основе ТЕД, в которой каждая ТЕД представлена двумя сопряженными дугами окружности: расположенной от начальных до заданных значений зенитного угла и азимута и расположенной в вертикальной плоскости, совпадающей с проектным азимутом.

of this oil field development system includes horizontal and an oil gathering and transport well.

An in situ oil field system (IOS) at a conventional oil field will expand the external boundary of the production wells and partially perform some of the surface facility functions for oil transport [3, 4]. The use of IOS at an offshore oil field will aid in reducing the quantity of production wells and hence the quantity of production platforms and structures.

IOS Arrangement

In the oil field environment IOS side tracks can be created only through lateral drilling with cutting edge equipment and technology: diamond (PDC) bits with a meterage exceeding 5,000m; hydraulic bottom-hole motors with a service life of over 500 hr; MWD and LWD, process and the geophysical characteristics and rotary steerable systems (RSS). Further, the PAO Rosneft Oil Company has experience of drilling horizontal wells over 13km long (Sakhalin Island).

IOS creation calls for complex spatial views of the formation and well profile to enable the targeting of the reservoir at specific points, inclination and azimuth. The intermediate points divide the model into sections consisting of two adjacent areas, which are called the trajectory units (TU). To calculate a TU based spatial profile a technique where TU consists of two sections is used: a spatially placed arc of a circle and a straight line [3, 5].

The authors have developed a calculation technique for a spatial profile of a horizontal well based on TU where each TU is presented by two adjoining arcs of a circle: one located from the starting point to a specified inclination and azimuth values and the other located in the vertical plane coinciding with the design azimuth.

Spatial Profile Calculation

The spatial profile consisting of n-TUs is calculated by sequential determination of each TU characteristics providing for the well target (a point with the specified coordinates) reaching at the specified azimuth with a specified inclination. The picture shows a sample spatial profile calculation diagram. The calculation is done in the relative coordinate system with its zero placed at a hole point with the coordinates X_0 , Y_0 and Z_0 .

The spatial profile has two TUs: $TU_{(0-1-2)}$ and $TU_{(2-3-4)}$. $TU_{(0-1-2)}$ are presented as a spatially located arc (0-1) of a circle and an arc (1-2) of a circle located in the vertical plane. $TU_{(2-3-4)}$ consists of a spatially located arc (2-3) of a circle and the arc (3-4) in the vertical plane.

The spatial hole profile may include intermediate point 2 and end point 4 that are characterized by the coordinates X_2 , Y_2 , Z_2 , (point 2) and X_4 , Y_4 , Z_4 (point 4). The hole crosses both the intermediate and end points at the specified values of

Расчет пространственного профиля

Пространственный профиль, состоящий из n ТЭД, рассчитывается путем последовательного определения параметров каждой ТЭД, обеспечивающих достижение скважиной цели (точки с заданными координатами) в заданном азимуте с заданным зенитным углом. На рисунке представлен пример расчетной схемы пространственного профиля. Расчет проводится в относительной системе координат с началом отсчета в точке ствола с координатами X_0, Y_0, Z_0 .

Пространственный профиль содержит два ТЭД: ТЭД₍₀₋₁₋₂₎ и ТЭД₍₂₋₃₋₄₎. ТЭД₍₀₋₁₋₂₎ выполнена в виде пространственно расположенной дуги (0-1) окружности и дуги (1-2) окружности, расположенной в вертикальной плоскости. ТЭД₍₂₋₃₋₄₎ состоит из пространственно расположенной дуги окружности (2-3) и дуги (3-4) – в вертикальной плоскости.

Пространственный профиль скважины может включать промежуточную точку 2 и конечную точку 4, которые характеризуются координатами: X_2, Y_2, Z_2 , (точка 2); X_4, Y_4, Z_4 (точка 4). Ствол скважины пересекает промежуточную и конечную точки с заданными значениями зенитного угла и азимута: α_2, φ_2 (точка 2), α_4, φ_4 (точка 4).

В данном примере используются следующие обозначения:

- $\Delta X_{0-1}, \Delta X_{1-2}, \Delta Y_{0-1}, \Delta Y_{1-2}$ – приращения координат по осям X и Y в интервалах (0-1) и (1-2) пространственного профиля ствола скважины (ТЭД₍₀₋₁₋₂₎);
- $\Delta X_{2-3}, \Delta X_{3-4}, \Delta Y_{2-3}, \Delta Y_{3-4}$ – приращения координат по осям X и Y в интервалах (2-3) и (3-4) пространственного профиля ствола скважины (ТЭД₍₂₋₃₋₄₎);
- $L_{\Gamma 1-2}$ – горизонтальная проекция искривленного в вертикальной плоскости интервала (1-2);
- $L_{\Gamma 3-4}$ – горизонтальная проекция искривленного в вертикальной плоскости интервала (3-4);
- $L_{0-1}, L_{1-2}, L_{2-3}, L_{3-4}$ – длина участков соответственно (0-1), (1-2), (2-3), (3-4) проектного профиля ствола скважины, м;
- $R_{0-1}, R_{1-2}, R_{2-3}, R_{3-4}$ – радиус кривизны участков соответственно (0-1), (1-2), (2-3), (3-4) проектного профиля ствола скважины, м.

Для расчета приращений координат в интервалах (0-1) и (2-3) профиля используется известный метод минимума кривизны, в соответствии с которым выражения для приращений координат имеют вид [6]

$$\Delta X_{0-1} = \frac{1800 \cdot \Delta \gamma_{0-1} \cdot \operatorname{tg} \frac{D_1}{2} \cdot (\sin \alpha_0 \cdot \sin \varphi_0 + \sin \alpha_1 \cdot \sin \varphi_1)}{\pi \cdot D_1 \cdot i_1}, \quad (1)$$

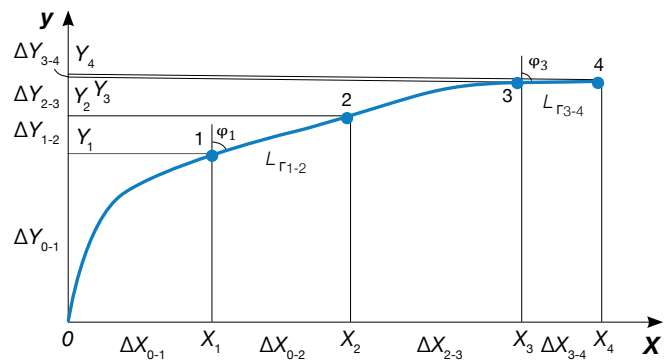


Схема расчета пространственного профиля ствола скважины из двух ТЭД

Dual TU spatial hole profile calculation diagram

inclination and azimuth: α_2, φ_2 (point 2) and α_4, φ_4 (point 4).

This example employs the following designations:

- $\Delta X_{0-1}, \Delta X_{1-2}, \Delta Y_{0-1}, \Delta Y_{1-2}$: Coordinate increment along the X and Y axes within the spatial profile ranges (0-1) and (1-2) of the (TU₍₀₋₁₋₂₎) hole
- $\Delta X_{2-3}, \Delta X_{3-4}, \Delta Y_{2-3}, \Delta Y_{3-4}$: Coordinate increment along the X and Y axes within the spatial profile ranges (2-3) and (3-4) of the (TU₍₂₋₃₋₄₎) hole
- $L_{\Gamma 1-2}$: Plan view of the vertically curved range (1-2)
- $L_{\Gamma 3-4}$: Plan view of the vertically curved range (3-4)
- $L_{0-1}, L_{1-2}, L_{2-3}, L_{3-4}$: Length of the (0-1), (1-2), (2-3), and (3-4) design profile sections of the hole respectively, m
- $R_{0-1}, R_{1-2}, R_{2-3}, R_{3-4}$: Curvature radius of the (0-1), (1-2), (2-3), and (3-4) design profile sections of the hole respectively, m.

To calculate the coordinate increment in the profile ranges (0-1) and (2-3) a popular minimum curvature method is used where the coordinate increment expressions look as follows [6]

$$\Delta X_{0-1} = \frac{1800 \cdot \Delta \gamma_{0-1} \cdot \operatorname{tg} \frac{D_1}{2} \cdot (\sin \alpha_0 \cdot \sin \varphi_0 + \sin \alpha_1 \cdot \sin \varphi_1)}{\pi \cdot D_1 \cdot i_1}, \quad (1)$$

$$\Delta Y_{0-1} = \frac{1800 \cdot \Delta \gamma_{0-1} \cdot \operatorname{tg} \frac{D_1}{2} \cdot (\sin \alpha_0 \cdot \cos \varphi_0 + \sin \alpha_1 \cdot \cos \varphi_1)}{\pi \cdot D_1 \cdot i_1}, \quad (2)$$

$$\Delta Z_{0-1} = \frac{1800 \cdot \Delta \gamma_{0-1} \cdot \operatorname{tg} \frac{D_1}{2}}{\pi \cdot D_1 \cdot i_1} \cdot (\cos \alpha_0 + \cos \alpha_1), \quad (3)$$

where

$$\Delta \gamma_{0-1} = \arcsin \sqrt{\frac{[\sin \alpha_1 \cdot \cos \alpha_0 \cdot \cos (\varphi_1 - \varphi_0) - \sin \alpha_0 \cdot \cos \alpha_1]^2 + \sin^2 \alpha_1 \cdot \sin^2 (\varphi_1 - \varphi_0)}{1}}$$

$$\Delta Y_{0-1} = \frac{1800 \cdot \Delta \gamma_{0-1} \cdot \operatorname{tg} \frac{D_1}{2} \cdot (\sin \alpha_0 \cdot \cos \varphi_0 + \sin \alpha_1 \cdot \cos \varphi_1)}{\pi \cdot D_1 \cdot i_1}, \quad (2)$$

$$\Delta Z_{0-1} = \frac{1800 \cdot \Delta \gamma_{0-1} \cdot \operatorname{tg} \frac{D_1}{2} \cdot (\cos \alpha_0 + \cos \alpha_1)}{\pi \cdot D_1 \cdot i_1}, \quad (3)$$

где

$$\Delta \gamma_{0-1} = \arcsin \sqrt{\left[\sin \alpha_1 \cdot \cos \alpha_0 \cdot \cos (\varphi_1 - \varphi_0) - \sin \alpha_0 \cdot \cos \alpha_1 \right]^2 + \sin^2 \alpha_1 \cdot \sin^2 (\varphi_1 - \varphi_0)} -$$

пространственный угол на участке (0-1), градус;
 i_1 – интенсивность искривления на интервале (0-1), градус/10 м;

$$D_1 = \arccos (\sin \alpha_0 \cdot \sin \varphi_0 \cdot \sin \alpha_1 \cdot \sin \varphi_1 + \sin \alpha_0 \cdot \cos \varphi_0 \cdot \sin \alpha_1 \cdot \cos \varphi_1 + \cos \alpha_0 \cdot \cos \alpha_1);$$

$$\Delta X_{2-3} = \frac{1800 \cdot \Delta \gamma_{2-3} \cdot \operatorname{tg} \frac{D_1}{2} \cdot (\sin \alpha_2 \cdot \sin \varphi_2 + \sin \alpha_3 \cdot \sin \varphi_3)}{\pi \cdot D_2 \cdot i_2}, \quad (4)$$

$$\Delta Y_{2-3} = \frac{1800 \cdot \Delta \gamma_{2-3} \cdot \operatorname{tg} \frac{D_2}{2} \cdot (\sin \alpha_2 \cdot \cos \varphi_2 + \sin \alpha_3 \cdot \cos \varphi_3)}{\pi \cdot D_2 \cdot i_2}, \quad (5)$$

$$\Delta Z_{2-3} = \frac{1800 \cdot \Delta \gamma_{2-3} \cdot \operatorname{tg} \frac{D_2}{2} \cdot (\cos \alpha_2 + \cos \alpha_3)}{\pi \cdot D_2 \cdot i_2}, \quad (6)$$

где i_2 – интенсивность искривления на интервале (2-3), градус/10 м;

$$\Delta \gamma_{2-3} = \arcsin \sqrt{\left[\sin \alpha_3 \cdot \cos \alpha_2 \cdot \cos (\varphi_3 - \varphi_2) - \sin \alpha_2 \cdot \cos \alpha_3 \right]^2 + \sin^2 \alpha_3 \cdot \sin^2 (\varphi_3 - \varphi_2)} -$$

пространственный угол на участке (2-3), градус;
 $D_2 = \arccos (\sin \alpha_2 \cdot \sin \varphi_2 \cdot \sin \alpha_3 \cdot \sin \varphi_3 + \sin \alpha_2 \cdot \cos \varphi_2 \cdot \sin \alpha_3 \cdot \cos \varphi_3 + \cos \alpha_2 \cdot \cos \alpha_3),$

$$i = \frac{1800}{\pi \cdot R}.$$

Длина пространственно искривленных интервалов (0-1) и (2-3) профиля вычисляется по формулам

Spatial angle at the (0-1) section, degrees

i_1 : Curving intensity at the (0-1) range, degree/10 m

$$D_1 = \arccos (\sin \alpha_0 \cdot \sin \varphi_0 \cdot \sin \alpha_1 \cdot \sin \varphi_1 + \sin \alpha_0 \cdot \cos \varphi_0 \cdot \sin \alpha_1 \cdot \cos \varphi_1 + \cos \alpha_0 \cdot \cos \alpha_1);$$

$$\Delta X_{2-3} = \frac{1800 \cdot \Delta \gamma_{2-3} \cdot \operatorname{tg} \frac{D_1}{2} \cdot (\sin \alpha_2 \cdot \sin \varphi_2 + \sin \alpha_3 \cdot \sin \varphi_3)}{\pi \cdot D_2 \cdot i_2}, \quad (4)$$

$$\Delta Y_{2-3} = \frac{1800 \cdot \Delta \gamma_{2-3} \cdot \operatorname{tg} \frac{D_2}{2} \cdot (\sin \alpha_2 \cdot \cos \varphi_2 + \sin \alpha_3 \cdot \cos \varphi_3)}{\pi \cdot D_2 \cdot i_2}, \quad (5)$$

$$\Delta Z_{2-3} = \frac{1800 \cdot \Delta \gamma_{2-3} \cdot \operatorname{tg} \frac{D_2}{2} \cdot (\cos \alpha_2 + \cos \alpha_3)}{\pi \cdot D_2 \cdot i_2},$$

Where: i_2 : Curving intensity at the (2-3) range, degree/10 m

$$\Delta \gamma_{2-3} = \arcsin \sqrt{\left[\sin \alpha_3 \cdot \cos \alpha_2 \cdot \cos (\varphi_3 - \varphi_2) - \sin \alpha_2 \cdot \cos \alpha_3 \right]^2 + \sin^2 \alpha_3 \cdot \sin^2 (\varphi_3 - \varphi_2)} -$$

Spatial angle at the (2-3), degrees

$$D_2 = \arccos (\sin \alpha_2 \cdot \sin \varphi_2 \cdot \sin \alpha_3 \cdot \sin \varphi_3 + \sin \alpha_2 \cdot \cos \varphi_2 \cdot \sin \alpha_3 \cdot \cos \varphi_3 + \cos \alpha_2 \cdot \cos \alpha_3),$$

$$i = \frac{1800}{\pi \cdot R}.$$

The length of the spatially curved (0-1) and (2-3) ranges are calculated by the following equations:

$$L_{0-1} = \frac{10 \cdot \Delta \gamma_{0-1}}{i_1}, \quad (7)$$

$$L_{2-3} = \frac{10 \cdot \Delta \gamma_{2-3}}{i_2}. \quad (8)$$

To calculate the ΔZ_{1-2} coordinate increment and the R_{1-2} curvature radius of the (1-2) range of TU₍₀₋₁₋₂₎ a system of equations is used

$$\left. \begin{aligned} L_{1-2} &= R_{1-2} \cdot (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) \\ \Delta Z_{1-2} &= R_{1-2} \cdot (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) \end{aligned} \right\}. \quad (9)$$

Where: α_1 : Current value of inclination at point 1 of the spatially curved (0-1) range

α_2 : Design inclination of the hole at point 2.

$$L_{0-1} = \frac{10 \cdot \Delta\gamma_{0-1}}{i_1}, \quad (7)$$

$$L_{2-3} = \frac{10 \cdot \Delta\gamma_{2-3}}{i_2}. \quad (8)$$

Для расчета приращения координаты ΔZ_{1-2} и радиуса кривизны R_{1-2} интервала (1-2) ТЕР₍₀₋₁₋₂₎ используется система уравнений

$$\begin{aligned} L_{\Gamma 1-2} &= R_{1-2} \cdot (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) \\ \Delta Z_{1-2} &= R_{1-2} \cdot (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) \end{aligned} \quad (9)$$

где α_1 – текущее значение зенитного угла в точке 1 пространственно искривленного интервала (0-1); α_2 – проектный зенитный угол ствола скважины в точке 2.

Для расчета приращения ΔZ_{3-4} и радиуса кривизны R_{3-4} интервала (3-4) ТЕР₍₂₋₃₋₄₎ система уравнений имеет вид

$$\begin{aligned} L_{\Gamma 3-4} &= R_{3-4} \cdot (\cos \alpha_3 - \cos \alpha_4) \\ \Delta Z_{3-4} &= R_{3-4} \cdot (\sin \alpha_4 - \sin \alpha_3) \end{aligned} \quad (10)$$

где α_3 – текущее значение зенитного угла ствола скважины в точке 3 пространственно искривленного интервала (2-3); α_4 – проектный зенитный угол в точке 4; R_{1-2} , R_{3-4} – радиус кривизны участков соответственно (1-2) и (3-4) ствола скважины, м.

Длины L_{1-2} и L_{3-4} интервалов соответственно ТЕР₍₀₋₁₋₂₎ и ТЕР₍₂₋₃₋₄₎ вычисляются по формулам

$$L_{1-2} = 0,01745 \cdot R_{1-2} \cdot (\alpha_2 - \alpha_1), \quad (11)$$

$$L_{3-4} = 0,01745 \cdot R_{3-4} \cdot (\alpha_3 - \alpha_4). \quad (12)$$

При решении уравнений (1)–(6), когда задаются координаты точек и курсовые углы, возникают трудности вычислительного характера вследствие трансцендентности уравнений. Поэтому для интервалов (0-1) и (2-3) профиля по формулам (1)–(6) проводится расчет приращений координат ΔX_{0-1} , ΔY_{0-1} , ΔZ_{0-1} , ΔX_{2-3} , ΔY_{2-3} , ΔZ_{2-3} с заданным шаговым изменением (увеличением) зенитных углов α_1 и α_3 до их заданных проектных значений и радиуса кривизны R_{0-1} и R_{2-3} соответственно интервалов (0-1) и (2-3).

При этом шаг изменения значения углов α_1 и α_3 принимается из условия обеспечения длины интервалов (0-1) и (2-3), которая должна быть не менее длины КНБК.

To calculate the ΔZ_{3-4} increment and the R_{3-4} curvature radius of the (3-4) range of TU₍₂₋₃₋₄₎ a system of equations is as follows

$$\begin{aligned} L_{\Gamma 3-4} &= R_{3-4} \cdot (\cos \alpha_3 - \cos \alpha_4) \\ \Delta Z_{3-4} &= R_{3-4} \cdot (\sin \alpha_4 - \sin \alpha_3) \end{aligned} \quad (10)$$

Where: α_3 : Current value of hole inclination at point 3 the spatially curved (2-3) range; α_4 : Design inclination at point 4; R_{1-2} , R_{3-4} : Curvature radius of the (1-2) and (3-4) hole sections respectively, m.

The length L_{1-2} and L_{3-4} of the TU₍₀₋₁₋₂₎ and TU₍₂₋₃₋₄₎ ranges respectively are calculated by the following equations:

$$L_{1-2} = 0,01745 \cdot R_{1-2} \cdot (\alpha_2 - \alpha_1), \quad (11)$$

$$L_{3-4} = 0,01745 \cdot R_{3-4} \cdot (\alpha_3 - \alpha_4).$$

When solving the equations (1)–(6) for which the point coordinates and azimuth angles are specified the calculation difficulties that emerge because of the equation transcendence. Therefore, the ΔX_{0-1} , ΔY_{0-1} , ΔZ_{0-1} , ΔX_{2-3} , ΔY_{2-3} , ΔZ_{2-3} coordinate increments for the (0-1) and (2-3) profile ranges are calculated by equations (1)–(6) using the specified step changes (increases) in the α_1 and α_3 inclinations up to their design values and the R_{0-1} and R_{2-3} curvature radius for the (0-1) and (2-3) ranges respectively.

And the step change for the α_1 and α_3 angle value is assumed under a condition of providing the (0-1) and (2-3) range length, which should be no less than the BHA length.

When calculating the coordinate increments for each value of α_1 and α_3 by the method of successive approximations, the values of the curving intensity i_1 and i_2 should be determined within the (0-1) and (2-3) profile ranges at which point 2 with the coordinates (X_2 ; Y_2) and point 4 with the coordinates (X_4 ; Y_4) are reached at the specified values of the design azimuth (φ_1 and φ_2) of the $L_{\Gamma 1-2}$ and $L_{\Gamma 3-4}$ section.

To do so, the ΔX_{1-2} , ΔY_{1-2} (range 1-2) and ΔX_{3-4} , ΔY_{3-4} (range 3-4) coordinate increments are calculated for each i_1 and i_2 value by the following equations:

$$\Delta X_{1-2} = X_2 - \Delta X_{0-1}, \quad (13)$$

При расчете приращений координат для каждого значения α_1 и α_3 методом последовательных приближений определяются величины интенсивности искривления i_1 и i_2 интервалов профиля (0-1) и (2-3), при которых для заданных значений проектного азимута (Φ_1 и Φ_2) отрезка $L_{\Gamma 1-2}$ и $L_{\Gamma 3-4}$ достигают точки 2 с координатами (X_2 ; Y_2) и точки 4 с координатами (X_4 ; Y_4).

С этой целью для каждого значения i_1 и i_2 вычисляются приращения координат ΔX_{1-2} , ΔY_{1-2} (интервал 1-2) и ΔX_{3-4} , ΔY_{3-4} (интервал 3-4) по следующим формулам:

$$\Delta X_{1-2} = X_2 - \Delta X_{0-1}, \quad (13)$$

$$\Delta Y_{1-2} = Y_2 - \Delta Y_{0-1}, \quad (14)$$

$$\Delta X_{3-4} = X_4 - X_3, \quad (15)$$

$$\Delta Y_{3-4} = Y_4 - Y_3, \quad (16)$$

$$\Delta X_{2-4} = X_4 - X_2, \quad (17)$$

$$\Delta Y_{2-4} = Y_4 - Y_2. \quad (18)$$

На основании полученных приращений координат точек 1 и 3 вычисляются текущие значения $L_{\Gamma 1-2}^i$ и $L_{\Gamma 3-4}^i$ по формулам

$$L_{\Gamma 1-2}^i = \sqrt{(\Delta X_{1-2})^2 + (\Delta Y_{1-2})^2}, \quad (19)$$

$$L_{\Gamma 3-4}^i = \sqrt{(\Delta X_{3-4})^2 + (\Delta Y_{3-4})^2}. \quad (20)$$

При этом для выведения конца участка $L_{\Gamma 1-2}$ профиля в точку 2 должны соблюдаться следующие условия:

$$\left| \arcsin \frac{\Delta X_{1-2}}{L_{\Gamma 1-2}^i} - \Phi_1 \right| < \delta_1, \quad (21)$$

$$\left| \arccos \frac{\Delta Y_{1-2}}{L_{\Gamma 1-2}^i} - \Phi_1 \right| < \delta_1, \quad (22)$$

где δ_1 – максимальная абсолютная погрешность определения проектного азимута ствола скважины Φ_1 , градус.

Для каждого конца отрезка $L_{\Gamma 3-4}$ в точке 4 должны соблюдаться следующие условия:

$$\Delta Y_{1-2} = Y_2 - \Delta Y_{0-1}, \quad (14)$$

$$\Delta X_{3-4} = X_4 - X_3, \quad (15)$$

$$\Delta Y_{3-4} = Y_4 - Y_3, \quad (16)$$

$$\Delta X_{2-4} = X_4 - X_2, \quad (17)$$

$$\Delta Y_{2-4} = Y_4 - Y_2. \quad (18)$$

The current values of $L_{\Gamma 1-2}^i$ and $L_{\Gamma 3-4}^i$ are calculated based on the obtained coordinate increments of point 1 and 3 by the following equations:

$$L_{\Gamma 1-2}^i = \sqrt{(\Delta X_{1-2})^2 + (\Delta Y_{1-2})^2}, \quad (19)$$

$$L_{\Gamma 3-4}^i = \sqrt{(\Delta X_{3-4})^2 + (\Delta Y_{3-4})^2}. \quad (20)$$

And the following conditions should be observed to bring the end of the $L_{\Gamma 1-2}$ profile section to point 2:

$$\left| \arcsin \frac{\Delta X_{1-2}}{L_{\Gamma 1-2}^i} - \Phi_1 \right| < \delta_1, \quad (21)$$

$$\left| \arccos \frac{\Delta Y_{1-2}}{L_{\Gamma 1-2}^i} - \Phi_1 \right| < \delta_1, \quad (22)$$

Where: δ_1 : Maximum absolute error of determining the design hole azimuth Φ_1 , degrees.

The following conditions should be observed for each end of the $L_{\Gamma 3-4}$ section at point 4:

$$\left| \arcsin \frac{\Delta X_{3-4}}{L_{\Gamma 3-4}^i} - \Phi_2 \right| < \delta_2, \quad (23)$$

$$\left| \arccos \frac{\Delta Y_{3-4}}{L_{\Gamma 3-4}^i} - \Phi_2 \right| < \delta_2, \quad (24)$$

Where: δ_2 : Maximum absolute error of determining the design hole azimuth Φ_2 , degrees.

When the conditions of inequalities (21) through (24) are observed, TU_{0-1-2} and TU_{2-3-4} will reach design points 2 and 4 at an azimuth error not exceeding the specified δ_1

$$\left| \arcsin \frac{\Delta X_{3-4}}{L_{\Gamma 3-4}^i} - \varphi_2 \right| < \delta_2, \quad (23)$$

$$\left| \arccos \frac{\Delta Y_{3-4}}{L_{\Gamma 3-4}^i} - \varphi_2 \right| < \delta_2, \quad (24)$$

где δ_2 – максимальная абсолютная погрешность определения проектного азимута ствола скважины φ_2 , градус.

При соблюдении условий неравенств (21)–(24) обеспечивается достижение ТЭД₀₋₁₋₂ и ТЭД₂₋₃₋₄ проектных точек 2 и 4 с погрешностью, не превышающей по азимуту заданные значения соответственно δ_1 и δ_2 , при принятых значениях $i_1, L_{\Gamma 1-2}, i_2, L_{\Gamma 3-4}$.

Для каждого значения зенитного угла α_1 и величины $L_{\Gamma 1-2}$ при заданном проектном зенитном угле α_2 в точке 2 ТЭД₍₀₋₁₋₂₎ вычисляются приращение ΔZ_{1-2} координаты Z на участке (1-2) и радиус (R_{1-2}) искривления профиля на этом участке.

Для каждого значения зенитного угла α_3 и величины $L_{\Gamma 3-4}$ при заданном проектном зенитном угле α_4 в точке 4 ТЭД₍₂₋₃₋₄₎ рассчитываются приращение ΔZ_{3-4} координаты Z на участке 3-4 и радиус искривления профиля (R_{3-4}) на этом участке.

Для каждого значения зенитного угла α_1 вычисляется суммарное приращение координаты Z для ТЭД₍₀₋₁₋₂₎ ($\Delta Z_{0-2} = \Delta Z_{0-1} + \Delta Z_{1-2}$).

Для каждого значения зенитного угла α_3 определяется суммарное приращение координаты Z для ТЭД₍₂₋₃₋₄₎ ($\Delta Z_{2-4} = \Delta Z_{2-3} + \Delta Z_{3-4}$).

Далее проводится проверка соответствия результатов расчета условиям пересечения проектным профилем точек 1 и 2 с заданными координатами соответственно (X_2, Y_2) и (X_4, Y_4) при заданном проектном азимуте.

Для ТЭД₍₀₋₁₋₂₎ для всех значений зенитного угла α_2 должны соблюдаться условия

$$\begin{aligned} X_2 &= \Delta X_{0-1} + \Delta X_{1-2} = \Delta X_{0-2}, \\ Y_2 &= \Delta Y_{0-1} + \Delta Y_{1-2} = \Delta Y_{0-2}. \end{aligned} \quad (25)$$

Для ТЭД₍₂₋₃₋₄₎ при всех значениях зенитного угла α_3 должны соблюдаться условия

$$\begin{aligned} X_4 &= \Delta X_{0-2} + \Delta X_{2-3} + \Delta X_{3-4}, \\ Y_4 &= \Delta Y_{0-2} + \Delta Y_{2-3} = \Delta Y_{3-4}. \end{aligned} \quad (26)$$

and δ_2 values respectively at the specified values of $i_1, L_{\Gamma 1-2}, i_2, L_{\Gamma 3-4}$.

For each value of the α_1 inclination and $L_{\Gamma 1-2}$ value at the specified α_2 design inclination at point 2 of TU(0-1-2) the increment ΔZ_{1-2} of the Z coordinate at the (1-2) section and the (R_{1-2}) profile curvature radius for this section are calculated.

For each value of the α_3 inclination and $L_{\Gamma 3-4}$ value at the specified α_4 design inclination at point 4 of TU₍₂₋₃₋₄₎ the increment ΔZ_{3-4} of the Z coordinate at the (3-4) section and the (R_{3-4}) profile curvature radius for this section are calculated.

For each value of the α_1 inclination a total increment of the Z coordinate for TU₍₀₋₁₋₂₎ ($\Delta Z_{0-2} = \Delta Z_{0-1} + \Delta Z_{1-2}$) is calculated.

For each value of the α_3 inclination a total increment of the Z coordinate for TU₍₂₋₃₋₄₎ ($\Delta Z_{2-4} = \Delta Z_{2-3} + \Delta Z_{3-4}$) is calculated.

Then the calculation results are checked for compliance with the condition of the design profile crossing point 1 and 2 with the specified (X_2, Y_2) and (X_4, Y_4) coordinates respectively at a specified design azimuth.

The following conditions should be complied with for TU₍₀₋₁₋₂₎ at all the values of the α_2 inclination

$$\begin{aligned} X_2 &= \Delta X_{0-1} + \Delta X_{1-2} = \Delta X_{0-2}, \\ Y_2 &= \Delta Y_{0-1} + \Delta Y_{1-2} = \Delta Y_{0-2}. \end{aligned} \quad (25)$$

The following conditions should be complied with for TU₍₂₋₃₋₄₎ at all the values of the α_3 inclination

$$\begin{aligned} X_4 &= \Delta X_{0-2} + \Delta X_{2-3} + \Delta X_{3-4}, \\ Y_4 &= \Delta Y_{0-2} + \Delta Y_{2-3} = \Delta Y_{3-4}. \end{aligned} \quad (26)$$

The design profile characteristics are determined in accordance with the specified (Z_2, Z_4) coordinates of point 2 and 4 using the following equations:

$$Z_2 = \Delta Z_{0-1} + \Delta Z_{1-2}, \quad (27)$$

Where: $\Delta Z_{0-1} + \Delta Z_{1-2}$: Total increment of Z coordinates for TU₀₋₁₋₂ (ΔZ_{0-2});

$$Z_4 = Z_2 + \Delta Z_{2-3} + \Delta Z_{3-4}, \quad (28)$$

Where: $\Delta Z_{2-3} + \Delta Z_{3-4}$: Total increment of Z coordinates for TU₍₂₋₃₋₇₎ (ΔZ_{2-4}).

В соответствии с заданными координатами точек 2 и 4 (Z_2 ; Z_4) определяются параметры проектного профиля с использованием следующих уравнений:

$$Z_2 = \Delta Z_{0-1} + \Delta Z_{1-2}, \quad (27)$$

где $\Delta Z_{0-1} + \Delta Z_{1-2}$ – суммарное приращение координаты Z для ТЕД₀₋₁₋₂ (ΔZ_{0-2});

$$Z_4 = Z_2 + \Delta Z_{2-3} + \Delta Z_{3-4}, \quad (28)$$

где $\Delta Z_{2-3} + \Delta Z_{3-4}$ – суммарное приращение координаты Z для ТЕД₂₋₃₋₄ (ΔZ_{2-4}).

Заключение

Методика расчета пространственного профиля, состоящего из ТЕД с двумя искривленными интервалами, обеспечивает точное выведение каждой ТЕД в проектную точку с заданными зенитным углом и азимутом в широком диапазоне глубин по вертикали. Это позволяет проводить многовариантный расчет пространственного профиля для различных технологических условий проводки скважин.

Список литературы

1. Сочнева И.О. Безопасная нефтегазодобыча в Арктике: Основные технологии, требования и мероприятия // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 3. – С. 9–19.
2. Выбор эффективных технологий разработки залежей высоковязких нефтей и битумов / Л.М. Рузин, Н.А. Петров, О.А. Морозюк, С.М. Дуркин // Материалы межрегиональной научно-технической конференции «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов». – Ухта, 18–19 ноября 2010, Ухта: УГТУ, 2010. – С. 22–33.
3. Бурение наклонных, горизонтальных и многозбойных скважин / А.С. Повалихин, А.Г. Калинин, С.Н. Бастриков, К.М. Солодкий. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз», 2011. – 645 с.
4. Повалихин А.С., Близнюков В.Ю. Технология создания систем горизонтальных дренажных стволов в пласте при строительстве эксплуатационных скважин на нефтяных месторождениях. // Инженер-нефтяник. – 2012. – № 1. – С. 5–9.
5. Пути совершенствования профиля добывающих скважин / К.М. Солодкий, А.Ф. Федоров, А.С. Оганов [и др.] // Строительство скважин, обзорная информация. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – № 10. – 1989. – 65 с.
6. Исаченко В.Х. Инклинометрия скважин. – М.: Недра, 1987. – 215 с.

Conclusion

The calculation technique for the spatial profile consisting of TUs with two curved sections supports the precise placing of each TU at the specified design point at the specified inclination and azimuth within a wide range of vertical depths. It provides for a multi-optional calculation of the spatial profile for varying process conditions of well drilling.

References

1. Sochneva I.O., Stroitel'stvo neftnyanykh i gazovykh skvazhin na sushe in a more, 2016, no. 3, pp. 9-19.
2. Ruzin L.M., Petrov N.A., Morozyuk O.A., Durkin S.M., The choice of effective technologies of development of deposits of heavy oil and bitumen, Proceedings of Interregional Scientific and Technical Conference "Problems of development and operation of heavy oil and bitumen deposits", Ukhta: Publ. of USTU, 2010, pp. 22–33.
3. Povalikhin A.S., Kalinin A.G., Bastrikov S.N., Solodkiy K.M., Directional, horizontal and multihole drilling, Moscow: Publ. of TsentLitNefteGaz, 2011, 645 p.
4. Povalikhin A.S., Bliznyukov V.Yu., Inzhener-neftyanik, 2012, no. 1, pp. 5-9.
5. Solodkiy K.M., Fedorov A.F., Oganov A.S., Semak G.G., Povalikhin A.S., Ways to improve profile of extraction wells) In Stroitel'stvo skvazhin. Obzornaya informatsiya (Construction of wells, overview), Moscow: Publ. of VNIIOENG, 1989, no. 10, p. 65.
6. Isachenko V.Kh., Inklinometriya skvazhin (Directional survey), Moscow: Nedra Publ., 1987, 215 p.



Статья опубликована в научно-техническом Вестнике ОАО «НК «Роснефть» № 3, 2016 г., стр. 63; ISSN 2-74-2339. Публикуется с разрешения редакции.

The article was published in the ROSNEFT Scientific and Technical Newsletter (Nauchno-technicheskiy Vestnik OAO "NK "Rosneft") No.3, 2016, pp.63. Printed with permission from the Editorial Board.