

НОМОГРАММА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИНТЕНСИВНОСТИ ИСКРИВЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Л. А. ПУХЛЯКОВ

(Представлена научным семинаром кафедры техники разведки)

Под интенсивностью искривления скважины на данном интервале понимается угол, заключенный между направлениями ее ствола на концах этого интервала, который можно определить из соотношения

$$\cos i = \cos \Theta_1 \cdot \cos \Theta_2 + \sin \Theta_1 \cdot \sin \Theta_2 \cdot \cos \varphi, \quad (1)$$

где i — интенсивность искривления на данном интервале,

Θ_1 — зенитный угол скважины в первой точке замера,

Θ_2 — зенитный угол скважины во второй точке замера и

φ — разность азимутов наклона скважины по концам интервала замера. Именно так понимают данный термин Ю. С. Васильев, Н. Б. Сивохина [1] и некоторые другие авторы. А. Лубинский [2] считает необходимым относить эту величину всегда к одному интервалу — 10 м и рекомендует называть ее степенью перегиба скважины. Наконец, третьи авторы рекомендуют называть эту величину интенсивностью общего искривления, противопоставляя ей интенсивность приращения зенитного угла и интенсивность азимутального искривления по отдельности [3].

Здесь прежде всего необходимо отметить, что анализ интенсивности приращения зенитного угла и интенсивности азимутального искривления скважины по отдельности ничего не дает с точки зрения выявления зон возможной поломки колонны или быстрого износа насосных штанг во время эксплуатации скважины. А кроме того, очень часто такой анализ может привести вообще к неверным результатам. Продемонстрируем это на примере.

Допустим, что на каком-то интервале некоторой скважины зенитный угол оказался равным на одном конце $1^\circ 30'$ и на другом $2^\circ 15'$, а на втором интервале той же скважины зенитный угол вырос с $4^\circ 15'$ до $5^\circ 00'$. Иначе, мы допустили, что приращение зенитного угла на обоих интервалах было одинаковым. Допустим далее, что приращение азимута наклона скважины на обоих интервалах также было одинаковым и равным 40° . Таким образом, при анализе интенсивности искривления по зенитному углу и азимуту по отдельности для обоих интервалов мы получим одинаковые характеристики. Если же для данной цели мы воспользуемся формулой (1), то для первого интервала мы получим величину $1^\circ 28'$, а для второго — $3^\circ 14'$. Из сказанного следует, что заниматься анализом приращения зенитного угла и азимута скважины по отдельности не имеет смысла, а отсюда и усложнять терминологию по данному вопросу нет необходимости. Итак, в пределах данной статьи величина,

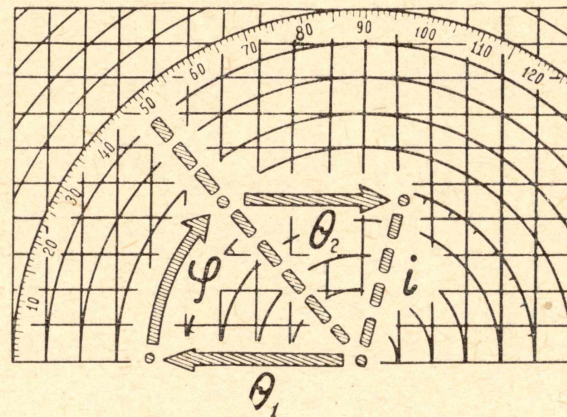
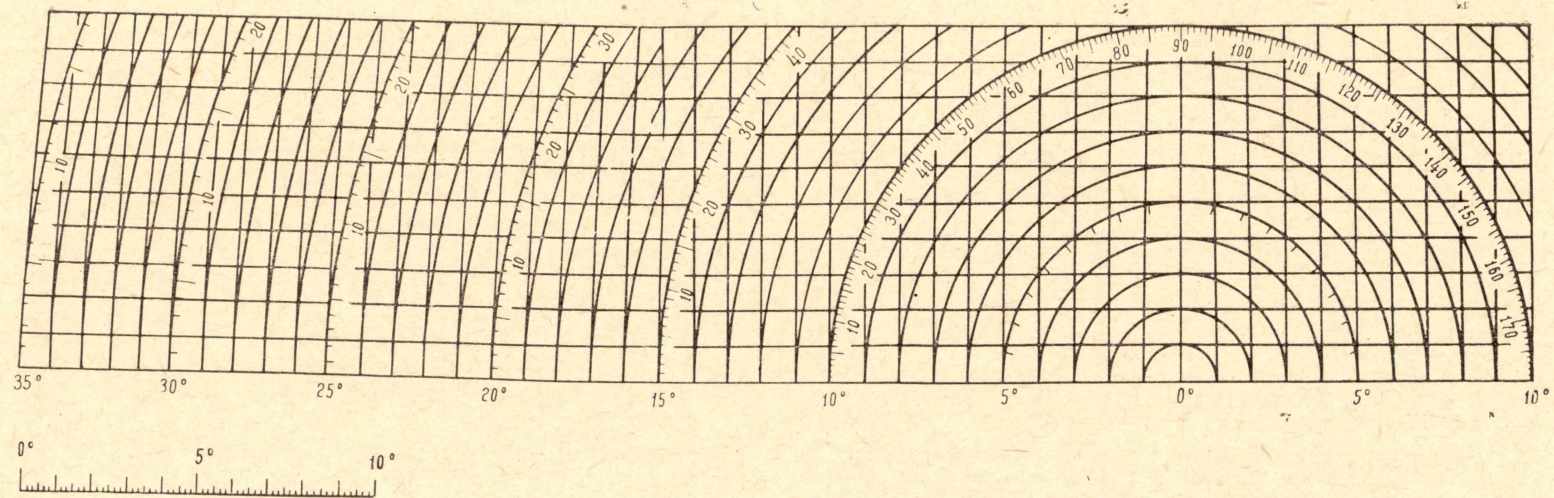


Рис. 1. Номограмма для определения интенсивности искривления нефтяных скважин (вверху) и схема работы на ней. Буквами обозначены: Θ_1 — зенитный угол скважины в первой точке замера; φ — разность азимутов наклона скважины в данных точках замера; Θ_2 — зенитный угол скважины во второй точке замера, i — интенсивность искривления на данном интервале.

получаемая при расчете по формуле (1), будет именоваться интенсивностью искривления скважины.

Для определения интенсивности искривления скважин различные авторы предлагают различные методики и средства. Например, известен прибор Ю. С. Васильева [1, стр. 44—45], состоящий из двух транспортеров и трех линеек с равномерными шкалами. Прибор этот, однако, дает систематическую ошибку, которая тем больше, чем больше разность зенитных углов и азимутов. Убедиться в этом можно, решив несколько примеров на приборе Ю. С. Васильева и по формуле (1) аналитически. Вторым недостатком прибора Ю. С. Васильева заключается в том, что изготовление его связано с определенными техническими трудностями. Так или иначе, но широкого распространения прибор этот не получил, да и сам Ю. С. Васильев, наряду с этим прибором, рекомендует пользоваться также и номограммой А. Лубинского [1, стр. 36—39]. Что касается этой номограммы, то сам автор ее признает, что она также дает систематическую ошибку, если разность зенитных углов превышает 4° [2, стр. 156].

Предлагаемая номограмма для определения интенсивности искривления скважин представляет собой плоскую проекцию полусферы, точнее часть ее, прилегающую к горизонтальному диаметру. Расстояния между горизонтальными линиями этой номограммы выражают синусы углов, отложенные в определенном масштабе вверх от горизонтального диаметра, и постоянны на всем протяжении этих линий. Расстояния между вертикальными линиями непостоянны. На горизонтальном диаметре они такие же, как и между горизонтальными прямыми, на всех остальных горизонтальных линиях они выражают произведения синусов, отложенные от вертикального диаметра (линии 0° — 90°). Дуги отстоят от нулевой точки на расстояниях, равных синусам углов, подписанных рядом с ними.

Работа на данной номограмме сводится к следующему. Зенитный угол в первой точке замера Θ_1 откладывается по горизонтальному диаметру влево от нуля (рис. 1). Из полученной точки вверх (по часовой стрелке) проводится дуга, угловая величина которой должна соответствовать разности азимутов наклона скважины в сравниваемых точках — φ (рис. 1). С целью упрощения работы на номограмме некоторые дуги ее имеют градусное деление. Из второй точки в системе вертикальных линий вправо отсчитывается зенитный угол скважины во второй точке замера Θ_2 . При этом отсчет ведется вдоль прямой, направленной строго параллельно горизонтальному диаметру. В итоге получается третья точка. Ее расстояние от нулевой точки номограммы соответствует величине искомого угла i . Циркулем это расстояние переносится на расположенную слева шкалу, где радиусы разделены на шесть делений каждый.

Точность результатов, получаемых на рассматриваемой номограмме, будет тем выше, чем крупнее размеры ее.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ю. С. Васильев, Н. Б. Сивохина, А. С. Бронзов. Допустимые отклонения стволов скважин от проекта. Гостоптехиздат, 1963.
2. Г. Вудс, А. Лубинский. Искривление скважин при бурении. Гостоптехиздат, 1960.
3. Ю. Л. Боярко, В. П. Рожков, И. Г. Лещенко. Новые схемы инклинометров для магнитных сред. Известия Томского политехнического института, т. 127, вып. 2, 1965.