

МЕТОДИКА ВЫБОРА СООТНОШЕНИЯ ДИАМЕТРА СКВАЖИНЫ И ДОЛОТА НА ВЕЛИЧИНЫ МИНИМАЛЬНОГО РАДИУСА И ВОЗМОЖНОГО ИЗМЕНЕНИЯ УГЛА ИСКРИВЛЕНИЯ СТВОЛА НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Мурзабеков Т.К., Кулиев Ю.М., Садвакасов Д.С., Мурзабеков Е.Т.

Ўзғи диаметрі мен бұрғы қашауы арасындағы діңгектің қисаю мүмкіндіктерін көлбеу бағытталған ұңғылар қазғанда арасындағы заңдылықтарының есептеу әдісі берілген.

There is method of choice of the well diameter ratio and bit for the minimum radius sizes and the possible angle change of curving borehole of the deviating holes.

В Мангыстау наклонно направленные скважины (ННС) в разведочном бурении с целью ликвидации открытых фонтанов начали бурить с 1967 года, эксплуатационных скважин на месторождениях Узень, Каламкас массово с 1975 г [1,2].

При бурении скважин с применением отклонителя, когда имеет место совместное действие асимметричного разрушения забоя и фрезерования стенки скважины, изменение угла искривления ствола ограничивается некоторой величиной, которая предопределяется вписываемостью системы долото – турбобур - отклонитель в ствол скважины, которая характеризуется геометрическими размерами, состоянием этой системы и диаметром скважины. Если при этом фрезерующая способность долота и упругая отклоняющая сила будут достаточными, то корпус турбобура будет упираться в выпуклую стенку скважины, в направлении которой происходит искривление ствола, и тем самым ограничивать величину угла искривления скважины.

Исследованиями М.П.Гулизаде [3,4] установлено, что при работе с отклонителем искривление стволов скважин происходит по параболической кривой. В виду того, что в данной работе речь идет об оценке максимально возможной отклоняющей способности компоновки низа бурильного инструмента с отклонителем, то с достаточной для практических целей точностью можно принять, что на участке длины системы долото - турбобур искривление происходит по дуге окружности.

Радиус искривления ствола за счет неравномерного разрушения забоя без фрезерования стенки ствола при наличии отклоняющей силы на долоте определяется по формуле

$$R = \frac{0,171L_T^2}{D - d_T}, \quad (1)$$

где: L_T - длина турбобура с долотом; D - диаметр долота; d_T - диаметр турбобура.

Формула (1) является справедливой для частного случая, когда диаметр скважины равен диаметру долота. Если же диаметр скважины будет несколько больше, чем диаметр долота, что имеет место при бурении пород мягкой и средней твердости, т.е. в породах, где в основном и применяются отклонители,

то в этом случае формула (1) не может быть использована для определения величины R . Между тем нередко формула (1) и получаемая от ее решения формула для определения возможного изменения угла искривления скважины ошибочно используются также для случая, когда диаметр скважины больше диаметра долота. Обычно это делается путем подстановки в формулу (1) вместо диаметра долота D значение диаметра скважины D . (или что одно и то же путем применения коэффициента уширения ствола при D). В результате этого вновь полученное выражение уже не учитывает геометрические размеры системы долото - турбобур, так как, поэтому выходит, что при одинаковом турбобуре и диаметре скважины независимо от диаметра долота значения минимального радиуса и возможного изменения угла искривления будут одинаковыми. Ясно, что такое явление не может соответствовать действительности, так как положение турбобура в скважине помимо его размеров и диаметра скважины зависит также от диаметра долота.

Правильная оценка возможной отклоняющей способности низа бурильного инструмента может быть произведена лишь при учете геометрических размеров системы долото - турбобур и фактического диаметра скважины.

Рассмотрим, каково влияние увеличение диаметра скважины по сравнению с диаметром долота на процесс искривления ее ствола при наличии упругой отклоняющей силы и выведем обобщенные формулы для определения величин минимального радиуса и максимально возможного изменения угла искривления скважины.

На рис.1 показано положение турбобура в стволе скважины, диаметр которого больше диаметра долота в m раз ($m = \frac{D_c}{D}$). Очевидно, что в этом случае радиус искривления будет наименьшим, а изменение угла искривления - наибольшим, так как корпус турбобура, упираясь в верхнюю стенку скважины, препятствует более интенсивному искривлению ствола.

Согласно рис. 1 и теореме о среднепропорциональном отрезке можно написать

$$R = \frac{a_1^2 + h_1^2}{2h_1}, \quad (2) \quad R = \frac{a_2^2 + h_2^2}{2h_2}, \quad (3) \quad a_2 = L_T - a_1, \quad (4)$$

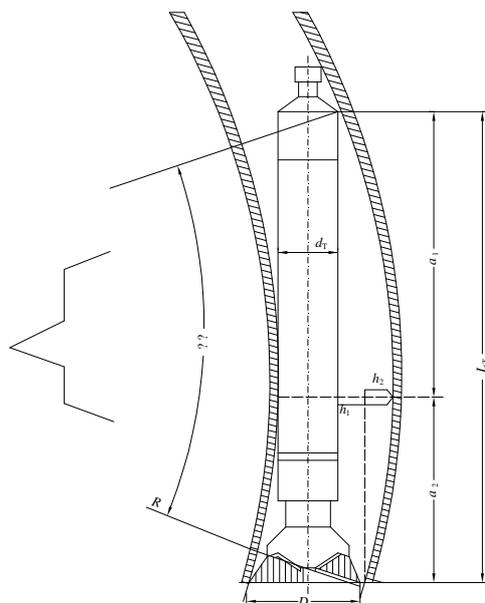


Рис. 1. Схема искривления ствола вследствие неравномерного разрушения забоя при совместном действии отклоняющей силы с учетом уширения ствола скважины.

Совместно решая три уравнения и учитывая, что величины h_1^2 и h_2^2 весьма малы по сравнению с другими величинами рассматриваемых уравнений, получаем

$$4(h_2 - h_1)^2 R^2 - 4 L_T^2 (h_2 + h_1)R + L_T^4 = 0 \quad , \quad (5)$$

Наименьший корень этого уравнения

$$R = \frac{L_T^2}{2(\sqrt{h_1} + \sqrt{h_2})^2} \quad , \quad (6)$$

Второй корень уравнения (5) исключаем из рассмотрения, так как он дает бесконечно большое значение радиуса.

Из выражения (6) следует, что наименьший радиус искривления ствола скважины характеризуется длиной системы долото - турбобур и величинами h_1 и h_2 .

Согласно рис. 1 имеем

$$h_1 = D_c - d_T = mD - d_T; \quad h_2 = \frac{D - d_T}{2} \quad ,$$

Таким образом, величина h_1 учитывает связь между диаметрами скважины и турбобура, а величина h_2 - связь между диаметрами долотами турбобура. Другими словами величина h_1 характеризует влияние опрокидывающего момента, т.е. изменение положения турбобура относительно оси скважины, а величина h_2 характеризует возможную фрезерующую способность данной компоновки. Именно потому, что h_1 и h_2 учитывают связи между различными величинами и объясняется то обстоятельство, что в формуле (1) нельзя вместо D подставить D_c и использовать ее для случаев, когда диаметр скважины больше диаметра долота.

Подставив значения h_1 и h_2 в уравнение (6), получим:

$$R = \frac{0,25L_T^2}{(0,5m + 0,25)D - 0,75d_T + 0,71\sqrt{(mD - d_T)(D - d_T)}} \quad , \quad (7)$$

По величине R можно определить величину возможного изменения угла искривления

$$\Delta\alpha = \frac{\ell}{R} \frac{180}{\pi} \quad ,$$

где: $\Delta\alpha$ - возможное изменение угла искривления скважины на l , m проходки.

Принимая $l=10$ м и подставляя значение R в вышеуказанное выражение, получим формулу для определения возможного изменения угла искривления на 10 м проходки с учетом уширения ствола скважины:

$$\Delta\alpha_{10} = 40 \frac{180}{\pi} \frac{(0,5m + 0,25)D - 0,75d_T + 0,71\sqrt{(mD - d_T)(D - d_T)}}{L_T^2} \quad , \quad (8)$$

Выражения (7) и (8) для определения соответственно значений R и $\Delta\alpha$ могут быть при определенных значениях коэффициента уширения ствола m значительно упрощены, причем точность результата будет в полнее достаточна для практических расчетов.

Для этого выражение (7) представим в виде

$$R = \frac{0,25L_T^2}{(0,5m + 0,25)D - 0,75d_T + 0,71\sqrt{mD^2 - (m+1)Dd_T + d_T^2}}$$

При значении коэффициента уширения ствола $m=1,4$ с точностью 2,85% можно принять, что $m = \left(\frac{m+1}{2}\right)^2$ (при $m=1,5$ точность результата отличится на 4,1%). Тогда в первом члене подкоренного выражения вместо, m подставив $\left(\frac{m+1}{2}\right)^2$, окончательно получим

$$R = \frac{0,171L_T^2}{(0,586m + 0,414)D - d_T} \quad , \quad (9)$$

Если диаметр скважины равен диаметру долота, т.е. $m=1$, то формулы (7) и (9) принимают вид формулы 1. Следовательно, они являются более обобщенными.

Тогда упрощенная формула для определения $\Delta\alpha_{10}$ ограничиваемого корпусом турбобура будет

$$\Delta\alpha_{10} = 58,6 \frac{180}{\pi} \frac{(0,586m + 0,414)D - d_T}{L_T^2} \quad , \quad (10)$$

Выражения (3.2.9) и (3.2.10) могут быть представлены также в виде

$$R = \frac{0,171 \cdot L_T^2}{0,586D_c + 0,414D - d_T} \quad , \quad (11)$$

$$\Delta\alpha_{10} = 58,6 \frac{180}{\pi} \frac{0,586D_c + 0,414D - d_T}{L_T^2} \quad , \quad (12)$$

Полученные формулы показывают, что при искривлении скважины за счет асимметричного разрушения забоя и фрезерования стенки скважины величины минимального радиуса и возможного изменения угла искривления скважины, ограничиваемого корпусом турбобура, зависят не только от геометрических размеров системы долото - турбобур, но и от фактического диаметра скважины. Выражения (9) и (11) показывают, что в действительности увеличение диаметра скважины по сравнению с диаметром долота оказывает на величину минимального радиуса искривления меньшее влияние, чем следует из формулы (1) при подстановке вместо диаметра долота D диаметр скважины D_c . Изложенное поясним примером.

Предположим, что бурение двух скважин А и В с одинаковым диаметром $D_c=235$ мм осуществляется турбобуром Т12М1- 6 $\frac{5}{8}$ " с $d_T=170$ мм и $L_T = 10$ м. проводка скважины А осуществляется долотом № 9 ($D=214$ мм), а скважины В - долотом № 8 ($D=190$ мм). При этом коэффициент уширения диаметра скважины А будет $m=1,1$, а для скважины В $m=1,24$.

Если исходить из формулы (1), то в обоих случаях минимальные радиусы искривления будут одинаковыми и равными 261,5 м. следовательно, для обоих скважин равными будут и возможные изменения угла искривления, которые составят $\Delta\alpha_{10} = 2,19^\circ$.

Однако в действительности минимальные радиусы искривления для скважин А и В, во - первых, будут отличаться друг от друга, во - вторых, будут значительно больше величины $R=261,5$ м, полученной из выражения (1). Соответственно будут отличаться для обоих скважин и возможные изменения угла искривления, величины которых будут существенно меньше от вышеприведенного значения ($2,19^\circ$). Так, для скважины А $R=302,4$ м, $\Delta\alpha_{10}=1,9^\circ$, а для скважины В $R=375,2$ м, $\Delta\alpha_{10}=1,52^\circ$. Таким образом, минимальные радиусы искривления для скважин А и В в действительности соответственно в 1,15 и 1,43 раза больше, чем это вытекает из формулы (1). Из приведенных расчетных данных следует, что в выше-приведенных условиях при бурении долотом № 8 (скв. В) возможное изменение угла искривления в 1,25 раза будет меньше, чем при бурении долотом № 9 (скв. А). Это вызывается тем, что фрезерующая способность компоновки при бурении долотом № 8 (т.е. величина h_2) меньше, чем при бурении долотом № 9, хотя и влияние опрокидывающего момента (т.е. величина h_1) для обоих скважин одинаково. Изложенным объясняется и причина снижения интенсивности набора кривизны при уменьшении диаметра наклонных скважин.

На рис.2.представлены зависимости изменения возможного изменения угла искривления от соотношения диаметров скважины и долота для различных сочетаний долота и турбобуров.

Из рис.2 следует, что при увеличении соотношения диаметров скважины и долота возможное изменение угла искривления возрастает. Причем относительный рост возможного изменения угла искривления от величины $m = \frac{D_c}{D}$ при бурении скважин уменьшенного диаметра с малогабаритными турбобурами больше, чем для скважин нормального диаметра. Так, если при бурении долотами № 11 и 10 соответственно с турбобурами Т12М3-9" и

T12M3-8" увеличение от 1,0 до 1,2 приводит к росту возможного изменения угла искривления скважины соответственно в 1,92 и 2,0 раза, то при бурении долотами № 9 и 8 с турбобурами T12M3-7½ и T12M1-6⅝ указанное увеличение значения m приводит к росту величины Aa_w соответственно в 2,36 и 2,25 раза.

На рис.3 приведены зависимости изменения возможности изменения угла искривления скважины от длины турбобура с долотом при различных значениях m .

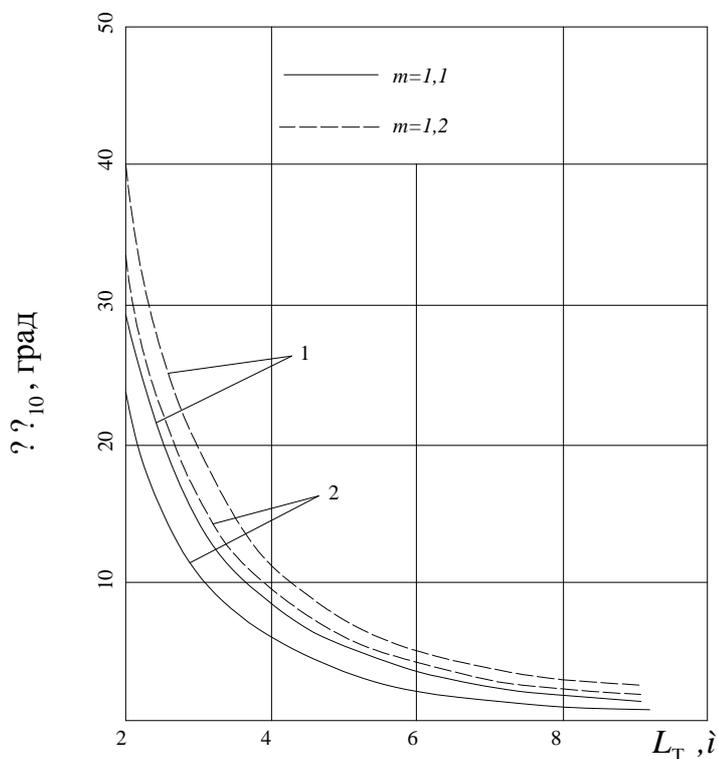


Рис. 2. Изменение возможного изменения угла искривления от соотношения диаметров скважины и долота: 1 - долота 295,3 мм, турбобур T12M3Б-240 мм; 2 - долото №243 турбобур T12M3-215 мм; 3 - долото 215,9 турбобур T12M3-195 мм; 4 - долото 190 мм турбобур T12M1-172 .

Из рис. 3 наглядно видно, что уменьшение длины турбобура с долотом приводит к значительному увеличению возможного изменения угла искривления ствола скважины. Причем этот рост значения $\Delta\alpha_{10}$ от снижения L_T тем больше, чем больше величина m .

Следует отметить, что при работе с отклонителем изменения угла искривления ствола не может быть максимальной за все время долбления. Максимальное значение изменения угла искривления ствола может быть достигнуто лишь на некотором участке, когда полностью используется фрезерующая способность компоновки низа бурильного инструмента с отклонителем. Выражение (9) и (10), учитывающие фактический диаметр скважины, дают дополнительные объяснения причин изменения изменения угла искривления в течение рейса с отклонителем.

Анализы кавернограмм стволов наклонных скважин показывают, что диаметры их в породах мягкой и средней твердости значительно изменяются. Это изменение диаметра скважины вызывает соответствующее изменение значения $h_l = D_c - d_{\tau}$, а следовательно, и значений R и $\Delta\alpha_{10}$.

Таким образом, в процессе одного рейса с отклонителем изменение угла искривления ствола будет величиной переменной из-за изменения влияния нормальной составляющей веса системы долото - турбобур [3,6,7,8], изменения величины упругой отклоняющей силы за счет изменения диаметра скважины и $\Delta\alpha_{10}$ [8,9] снижение фрезерующей способности долота вследствие уменьшения завеса шарошек за счет потери диаметра долота и роста осевого люфта шарошек и, наконец, за счет изменения величины $h_l = D_c - d_T$.

С увеличением длины забойного двигателя с долотом интенсивность искривления ствола резко снижается и в определенных условиях может равняться нулю (рис.2). Этот график построен при максимальном моменте упругих сил M_y как произведение момента сопротивления W и предела текучести материала отклонителя σ_T .

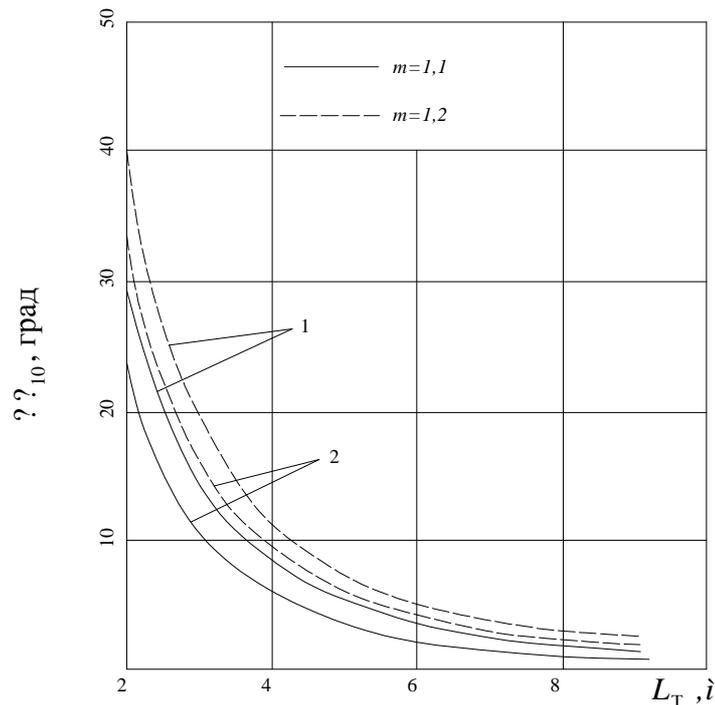


Рис.3. Изменение возможного изменения угла искривления от длины турбобура с долотом: 1-долото №10, Турбобур Т2МЗ-8": 2-долото №8, турбобур Т12М1-6⁵/₈".

До внедрения Регламента [2] за 2004-2005гг на месторождении Каламкас силами ТОО «Ойл Сервис Компании» из 53 у пробуренных ННС 68 процентов достигнуто попадание в пределы допустимого круга в т.ч.отклонение-до20м составили-14скважин (27,5%),до 25м-11(26,41%),свыше 25м-3(5,6%).

Данная методика по АО «Мангыстаумунайгаз» утверждена в качестве Регламента бурения ННС с 2006 года[2].

Литература:

1. Фриев К.А., Мурзабеков Т.К.Опыт ликвидации открытых фонтанов с помощью наклонно направленных скважин на Мангышлаке и полуострове Бузачи. М.,ЭИ ВНИИОНГ сер.Бурение.1979 -15с.
2. Мурзабеков Т.К. Регламент бурения наклонно направленных скважин на месторождении Каламкас. Актау, ТОО «НПЦ», АО «ММГ», 2006.

3. Гулизаде М.П. Турбинное бурение наклонных скважин. – Баку, Азернешр, 1959, 306 с.
4. Влияние угла несоосности отклоняющей компоновки на темп пространственного искривления при бурении наклонных скважин /М.И.Гулизаде, Г.М. Зельманович, Л.Я. Кауфман, Л.Я. Сушон – Изв.вузов Нефть и газ, 1974, № 9, с.19-23/
5. Алимжанов М.Т., Кулиев Ю.М., Божанов Е.Т. К вопросу исследования статики низа бурильной колонны, включающих долото, удлинитель, калибратор, секционный турбобур с двумя центраторами для проводки наклонно-направленной скважины. Научно-теоретический журнал "Механика и моделирование процессов технологии" г.Жамбыл.
6. Алимжанов М.Т., Божанов Е.Т., Кулиев Ю.М. Статика низа бурильной колонны, включающая долото, удлинитель, калибратор, секционный турбобур с двумя центраторами в процессе проводки наклонной скважины. Казахстанско-Российской научно-практической конференции г.Алматы, 1997, с 26.
7. Безумов В. В. Выбор отклоняющих компоновок для забуривания вторых стволов турбинным способом//Нефтяное хоз-во. - 1989. - №12. С. 20-22.
8. Садуакасов Д.С. Определение эффективной величины отклонения скважин, проводимых с одного куста. Вторая открытая научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов. Актау, 7-8 декабрь 2006г.
9. Алимжанов М.Т., Кулиев Ю.М. К вопросу проводки наклонно-направленных скважин с применением шпindel отклонителя (ШО-1-195).