

Инженер-нефтяник

№ 2'2016

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



150 лет Русскому техническому обществу

Энергетика разрушения горной породы

Выбор долота при бурении разведочных скважин

Опыт применения роторных управляемых систем

Компенсация автоколебаний бурильной колонны

Особенности выработки запасов в трещинно-поровых коллекторах



Интегрированный буровой
сервис

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

150-летний юбилей Русского технического общества. Кульчицкий В.В.	5	The Russian technical society: 150th anniversary. Kulchitskiy V.V.
Энергетика вдавливания индентора в горную породу и возможности снижения её твердости. Евсеев В.Д.	9	The rock: energy indentation and the possibility of reducing its hardness. Evseev V.D.
Модели <i>in situ</i> в разведочном и параметрическом бурении. Синев С.В.	15	Model <i>in situ</i> in the exploration and parametric drilling. Sinev S.V.
Критерии оценки работоспособности одношарошечных буровых долот. Бронников И.Д., Тошов Ж.Б., Нахангов Х.Н.	24	Criteria for evaluating of one-cutter drilling bit operation capability. Bronnikov I.D., Toshov Zh.B., Nahangov H.N.
Компенсация релаксационных колебаний двигателя привода бурильной колонны. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов Э.Х., Ягубов Э.Э., Заикин П.В.	27	Compensation relaxation oscillations of the drill string drive motor. Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H., Jagubov Je. Z., Zaikin P.V.
Эффективность применения роторной управляемой системы (РУС) для бурения скважин на предприятии Вьетсовпетро (СРВ). Нгуен Тиен Хунг	31	Efficiency of application of the rotor controlled system (RCS) for drilling in the Vietsovpetro company (Socialist Republic of Vietnam). Nguyen Tien Hung
Особенности измерения крутящих моментов с использованием вариационных структур. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов Э.Х., Ягубов Э.Э., Сесюк Е.Н.	38	Features measurement of torque using variational structures. Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H., Jagubov Je.Z., Sesjuk E.N.
Особенности проектирования плоских и пространственных траекторий скважин и боковых стволов. Кравец М.Э.	42	Features of design of planar and spatial trajectories of the wells and sidetracks. Kravec M.Z.
Исследование особенностей выработки запасов в трещинно-поровых коллекторах с привлечением данных гидродинамических исследований скважин (на примере Фаменской залежи Озерного месторождения). Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н.	48	Research of features of development of reserves in fractured-porous reservoirs involving data of wells hydrodynamic research (on the example of the Famennian deposits Lacustrine deposits). Martjushev D.A., Ponomareva I.N.
Исследование влияния ингибиторов солеотложений на эффективность применения ингибиторов коррозии в нефтяных скважинах. Султанова Д.А., Мардашов Д.В., Хусаинов Р.Р.	53	Study of salting inhibitors efficacy for corrosion inhibitors in oil wells. Sultanova D.A., Mardashov D.V., Husainov R.R.
Анализ причин и последствий нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края. Яковлев А.Л., Савенок О.В.	57	The analysis of the causes and their consequences of ecological safety violation if oil production intensification at the fields in Krasnodar region. Jakovlev A.L., Savenok O.V.
Научно-методическое обоснование проведения учебно-тренажерной практики для студентов по направлению «Нефтегазовое дело». Петраков Д.Г., Любин Е.А., Самигуллин Г.Х., Соколов Н.В., Чебаненко Е.А.	62	Scientific-methodical substantiation of training and practice exercise for students in the field of «Oil and gas business». Petrakov D.G., Ljubin E.A., Samigullin G.H., Sokolov N.V., Chebanenko E.A.
Аннотации статей	66	Abstracts of articles

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

7. Ягубов З.Х., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Полетаев С.В. Способ управления процессом бурения и система для его осуществления. // патент RU 2569656 С1. приоритет от 16.05.2014 Опубликовано: 27.11.2015. Бюлл. №33.

8. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х. Анализ вариационной структуры динамического измерителя градиента крутящего момента. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – №8. с. 15–18.

9. Быков И.Ю., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Управляемость процесса углубления скважины. // Инженер нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. – №1. – с. 12–15.

10. Цхадая Н.Д., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Устойчивость бурильной колонны в режиме углубления скважины. // Нефтегазовое дело. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2014. – №12. – с. 29–36.

REFERENCES (ending)

7. Jagubov Z.H., Perminov B.A., Perminov V.B., Poletaev S.V. The method of controlling the drilling process and system for its realization // patent RU C1 2569652. Priority: from 16.05.2014. Published on: 27.11.2015. Bull. No. 33.

8. Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H. The variational analysis of the dynamic structure of the meter gradient torque. - Construction of oil and gas wells on land and at sea. – M.: PJSC “VNIIOENG”, 2015. – #8. – p. 15-18.

9. Bykov I.Ju., Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H., Jagubov Je.Z. The manageability of of deepening process of wells. Engineer oilman. – M.: LLC "IDS Drilling", 2015. – #1. – p. 12-15.

10. Chadaja N.D., Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H., Jagubov Je.Z. The stability of drill string while deepening wells. - Oil and gas business. – Ufa: USOTU, 2014. – #12. – p. 29-36.

УДК 662.24

Эффективность применения роторной управляемой системы (РУС) для бурения скважин на предприятии ВЬЕТСОВПЕТРО (СРВ)

Нгуен Тиен Хунг - аспирант
(МГРИ-РГГРУ)

В настоящее время роторная управляемая система (РУС) получает все большее распространение в нефтяной отрасли как при бурении на морских месторождениях с ограниченным доступом к площадке размещения бурового оборудования, так и в регионах со сложными климатическими условиями и с большой протяженностью горизонтальных участков направленных скважин.

Основным принципом системы РУС является использование вращающейся вместе с колонной бурильных труб телеметрической системы, на которой установлены внешние или внутренние отклоняющие элементы. Последние управляются электроникой, синхронизируются с вращением бурильной колонны, и находятся в постоянном контакте со стенками скважины или валом вблизи

долота, что позволяет вести непрерывное управление траекторией ствола скважины. При этом система может быть запрограммирована на полностью автономную работу по бурению ствола скважины с использованием алгоритмов управления его траекторией.

На данный момент времени ряд зарубежных фирм, таких как «Бэйкер-Хьюз», «Халлибертон», «Нобль Дриллинг», «Шлюмберже», «Ротари Стирабл Тулз» предлагают к применению различные модификации системы РУС, которые реализуют тот или иной из существующих способов управления смещением долота относительно оси скважины. Наиболее распространенными в наши дни являются две модификации системы РУС: компании «Шлюмберже»–«Пауэдрайв» и компании «Бакер-Хьюз» –

«Автотрак», работающие по принципу «push the bit», реализующий эффект толкания долота. При этом основным элементом конструкции является невращающийся стабилизатор-отклонитель (рис. 1).

На вращающемся приводном валу 1 размещается корпус 2 невращающегося стабилизатора-отклонителя, в котором встроены блок электроники и датчики 5 инклинометрии, управляющие гидравлическими клапанами 3, приводящими в действие отклоняющие опоры 4 [1].

Принцип действия отклоняющего устройства, показанного на рис. 2а [1], заключается в том, что отклоняющие опоры, управляемые независимо друг от друга, при определенном выдвигении из корпуса, задаваемом электроникой, создают отклоняющую силу на долото $P_{от}$, равную векторной сумме усилий S_1 и S_2 , создающихся на отклоняющих опорах (рис. 2б).

Наряду с системой РУС при бурении направленных скважин используется «долото-ВЗД-отклонитель» (ВЗД) (рис. 3). В качестве специального инструмента для отклонения ствола скважины, в этом случае, используется ВЗД с искривленным переводником. Отклоняющая способность такого инструмента определяется жесткостью бурильных труб, размещенных выше искривленного переводника, и боковой фрезерующей способностью долота. При этом темп искривления ствола скважины обеспечивается в большей степени (83%) вследствие фрезерования стенки скважины [4].

Для определения величины отклоняющей силы $P_{от}$ воспользуемся условием вида:

$$f < f_k \quad (1)$$

где: f - фактическое значение стрелы прогиба;
 f_k - критическое значение стрелы прогиба ($f_k = 0,43 \cdot D_c + 0,30 \cdot D - 0,73 \cdot d_T$) [2, 5].

Тогда условие (1) принимает вид

$$f < 0,43 \cdot D_c + 0,30 \cdot D - 0,73 \cdot d_T \quad (2)$$

где: D_c - диаметр скважины;
 D - диаметр долота;
 d_T - диаметр ВЗД.

При этом упругая система ВЗД на расчетной схеме может быть представлена в виде двухопорной балки, испытывающей продольно – поперечный изгиб (рис. 4).

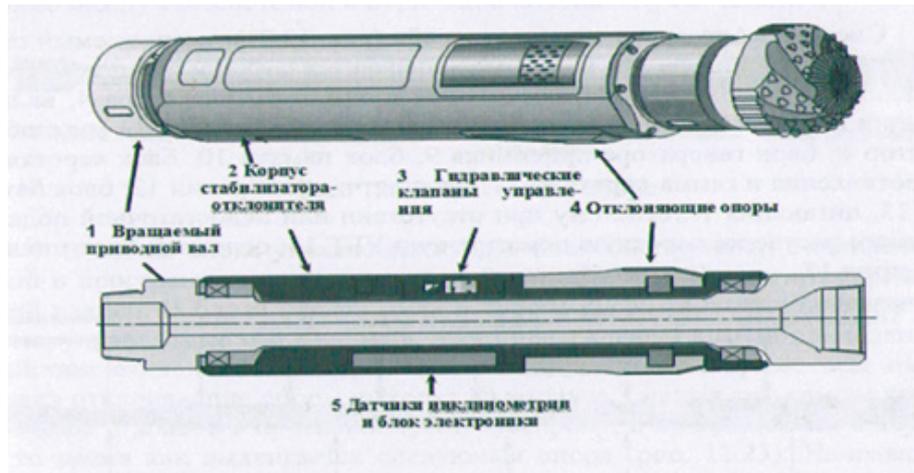
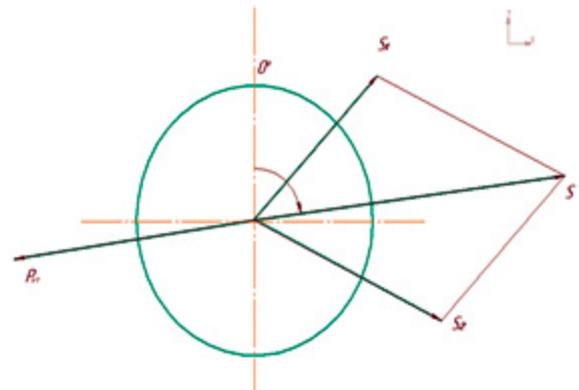


Рис. 1. Невращающийся стабилизатор-отклонитель.



а)



б)

Рис. 2. Схема отклоняющего устройства (а); схема определения отклоняющей силы $P_{от}$ (б).

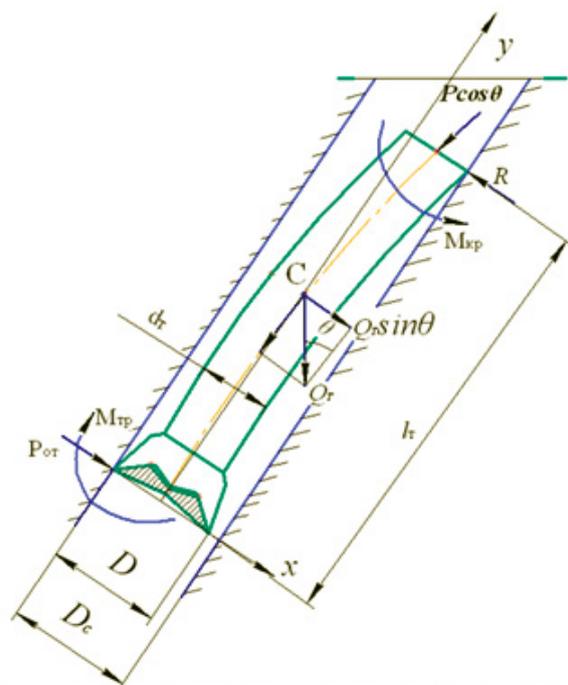


Рис. 3. Схема для определения отклоняющей силы ($P_{от}$) при бурении с искривленным переводником.

В связи с этим фактическое значение стрелы прогиба f можно определять как [6]:

$$f = \frac{f_0}{1 - \frac{P \cdot \cos \theta}{P_3}} \quad (3)$$

где: $P_3 = \frac{\pi^2 \cdot EJ_T}{l_T^2}$ - эйлера сила, Н;

H ;
 $P \cdot \cos \theta$ - продольная сила, Н;
 f_0 - стрела прогиба от поперечной нагрузки, м. Вторым членом в знаменателе оценивается влияние продольной силы на стрелу прогиба. Её влияние возрастает с увеличением гибкости балки, т.е. с увеличением длины l_T или с уменьшением жесткости изгиба EJ_T .

Текущее значение стрелы прогиба балки f_0 , учитывая принцип независимости действия сил при поперечном изгибе, определяем как алгебраическую сумму значений прогибов от действия каждой внешней силы, приложенной к балке:

$$f_0 = f_{M_{\text{упр}}} + f_{M_k} + f_{Q_T} \quad (4)$$

где: $f_{M_{\text{упр}}}$ - текущее значение стрелы прогиба балки от действия изгибающего момента $M_{\text{упр}}$ упругих сил, м.;
 f_{M_k} - стрела прогиба балки от действия изгибающей составляющей вектора крутящего момента $M_{\text{кр}}$, м;
 f_{Q_T} - стрела прогиба балки от действия поперечной составляющей $Q_T \cdot \sin \theta$ веса системы ВЗД, м.

Текущее значение стрелы прогиба балки от действия изгибающего момента $M_{\text{упр}}$ упругих сил определяем, например, путем интегрирования приближенного дифференциального уравнения упругой линии балки.

Из условий равновесия балки находим реакции опор. Далее записываем приближенное дифференциальное уравнение упругой линии в виде:

$$EJ_T \cdot y'' = -M_{\text{упр}} \cdot \frac{l}{l} + M_{\text{упр}} \cdot \frac{x}{l} = -M_{\text{упр}} + M_{\text{упр}} \cdot \frac{x}{l} \quad (5)$$

Дважды интегрируя полученное уравнение (5) по текущей координате x , имеем уравнение прогибов по длине балки (6):

$$EJ_T \cdot y_x = -M_{\text{упр}} \cdot \frac{x^2}{2} + M_{\text{упр}} \cdot \frac{x^3}{6 \cdot l_T} + C \cdot x + D \quad (6)$$

Для определения постоянных интегрирования C и D обратимся к условиям закрепления балки.

При $x = 0$, $y_x = y_A = 0 - D = 0$. При $x = l_T$, $y_x = y_B = 0 - C = \frac{M_{\text{упр}} \cdot l_T}{3}$.

Тогда уравнение прогибов будет иметь вид:

$$EJ_T \cdot y_x = -M_{\text{упр}} \cdot \frac{x^2}{2} + M_{\text{упр}} \cdot \frac{x^3}{6 \cdot l_T} + \frac{M_{\text{упр}} \cdot l_T}{3} \cdot x \quad (7)$$

После подстановки $x = l_T/2$ в уравнение (7) прогибов получим стрелу прогиба балки:

$$EJ_T \cdot y_c = \frac{M_{\text{упр}} \cdot l_T^2}{16}$$

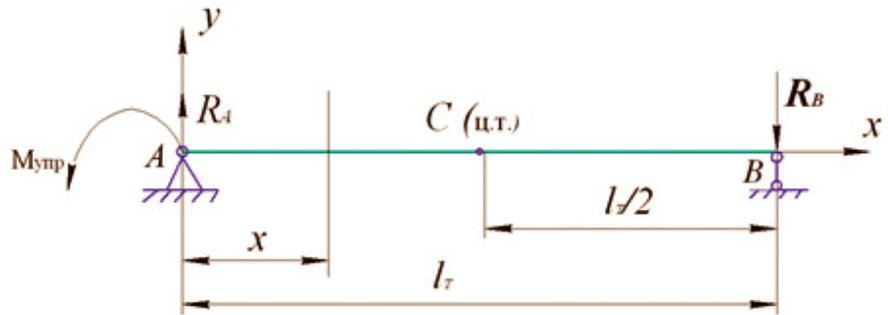


Рис. 4. Расчетная схема упругой системы «долото-забойный двигатель».

тогда с учетом введенного обозначения $y_c = f_{M_{\text{упр}}}$, имеем:

$$f_{M_{\text{упр}}} = \frac{M_{\text{упр}} \cdot l_T^2}{16 \cdot EJ_T} \quad (8)$$

Аналогично определяем стрелу прогиба балки от действия изгибающей составляющей M_y вектора крутящего момента M_k .

$$f_{M_k} = \frac{M_y \cdot l_T^2}{16 \cdot EJ_T}$$

где: M_y - изгибающая составляющая крутящего момента,

$$M_y = M_k \frac{dy}{dx}$$

Поскольку $y = f \cdot \sin \theta$, $x = b \cdot \theta$ но так как $b = \frac{l_T}{2\pi}$, то $x = \frac{\theta \cdot l_T}{2\pi}$, откуда $\theta = \frac{2 \cdot \pi \cdot x}{l_T}$.

Следовательно $y = f \cdot \sin\left(\frac{2\pi \cdot x}{l_T}\right)$, а его производная

соответственно равна $\frac{dy}{dx} = \frac{2\pi \cdot f}{l_T} \cdot \cos\left(\frac{2\pi \cdot x}{l_T}\right)$.

При $x = l_T$, $\frac{dy}{dx} = \frac{2\pi \cdot f}{l_T}$. Но так как $\frac{2\pi \cdot f}{l_T} = \text{tg} \theta$,

то $M_y = M_k \cdot \text{tg} \theta$. Тогда имеем:

$$f_{M_k} = \frac{M_k \cdot \text{tg} \theta \cdot l_T^2}{16 \cdot EJ_T} \quad (9)$$

где: l_T - длина ВЗД и долота, м.;

EJ_T - жесткость на изгиб ВЗД, Н·м².

Далее используя тот же метод, определяется стрела прогиба балки от действия поперечной составляющей веса системы ВЗД. При этом составляющая веса $Q_T \cdot \sin \theta$ представлена равномерно распределенной по длине l_T балки нагрузкой с интенсивностью $q_1 = q \cdot \sin \theta$ (рис. 5).

$$EJ_T \cdot y'' = \frac{q_1 \cdot l_T \cdot x}{2} - \frac{q_1 \cdot x^2}{2} \quad (10)$$

Дважды интегрируя уравнение (10), получим уравнение прогибов

$$EJ_T \cdot y_x = \frac{q_1 \cdot l_T \cdot x^3}{2 \cdot 6} - \frac{q_1 \cdot x^4}{24} + C \cdot x + D \quad (11)$$

Для определения постоянных интегрирования C и D обратимся к условиям закрепления балки.

При $x = 0, y_x = y_A = 0, D = 0$.

При $x = l_T, y_x = y_B = 0, C = -\frac{q_1 \cdot l_T^3}{24}$

Тогда после их подстановки в уравнение (11), имеем:

$$EJ_T \cdot y_x = \frac{q_1 \cdot l_T}{12} \cdot x^3 - \frac{q_1 \cdot x^4}{24} - \frac{q_1 \cdot l_T^3}{24} \cdot x \quad (12)$$

Тогда при $x = \frac{l_T}{2}$ получим

$$EJ_T \cdot y_C = -\frac{5 \cdot q_1 \cdot l_T^4}{384} \quad \text{. Откуда}$$

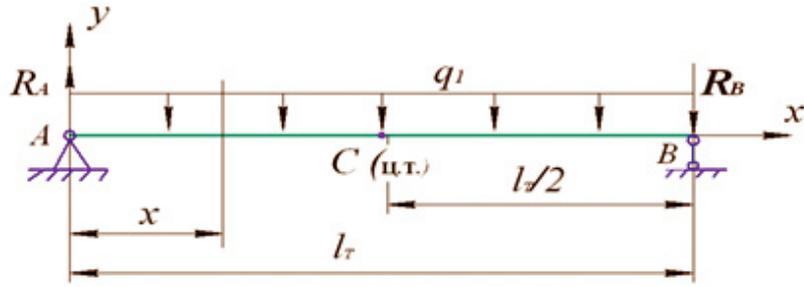


Рис. 5. Расчетная схема упругой системы «долото – забойный двигатель».

с учетом $q \cdot l_T = Q_T$, получим:

$$f_0 = \frac{M_{\text{упр}} \cdot l_T^2}{16 \cdot EJ_T} + \frac{M_K \cdot l_T^2 \cdot \text{tg}\theta}{16 \cdot EJ_T} - \frac{5 \cdot Q_T \cdot l_T^3 \cdot \sin\theta}{384 \cdot EJ_T} \quad (13)$$

После подстановки полученных результатов (8), (9), (13) в формулу (4), имеем:

$$f_{Q_T} = -\frac{5 \cdot Q_T \cdot l_T^3 \cdot \sin\theta}{384 \cdot EJ_T} \quad (14)$$

Тогда с учетом (3), получим:

$$f = \left(\frac{M_{\text{упр}} \cdot l_T^2}{16 \cdot EJ_T} + \frac{M_K \cdot l_T^2 \cdot \text{tg}\theta}{16 \cdot EJ_T} - \frac{5 \cdot Q_T \cdot l_T^3 \cdot \sin\theta}{384 \cdot EJ_T} \right) \cdot \frac{1}{1 - \frac{P \cdot \cos\theta}{P_3}} \quad (15)$$

После подстановки f в условие (2), получим:

$$\left(\frac{M_{\text{упр}} \cdot l_T^2}{16 \cdot EJ_T} + \frac{M_K \cdot l_T^2 \cdot \text{tg}\theta}{16 \cdot EJ_T} - \frac{5 \cdot Q_T \cdot l_T^3 \cdot \sin\theta}{384 \cdot EJ_T} \right) \cdot \frac{1}{1 - \frac{P \cdot \cos\theta}{P_3}} < 0,43 \cdot D_C + 0,30 \cdot D - 0,73 \cdot d_T$$

С учетом того, что $M_{\text{упр}} = P_y \cdot l_T$, а $M_K = 0,5 \cdot P_{\text{от}} \cdot D_C \cdot \mu$ получим:

$$\frac{P_y \cdot l_T^3}{16 \cdot EJ_T} + \frac{P_{\text{от}} \cdot D_C \cdot \mu \cdot l_T^2 \cdot \text{tg}\theta}{32 \cdot EJ_T} - \frac{5 \cdot Q_T \cdot l_T^3 \cdot \sin\theta}{384 \cdot EJ_T} < (0,43 \cdot D_C + 0,30 \cdot D - 0,73 \cdot d_T) \cdot \left(1 - \frac{P \cdot \cos\theta}{P_3} \right) \quad (16)$$

Однако по формуле М.П. Гулизаде отклоняющая сила при применении кривого переводника определяется как [2, 5].

$$P_{\text{от}} = P_y - \frac{Q_T \cdot l_{\text{ц}} \cdot \sin\theta}{l_T} \quad (17)$$

где: $l_{\text{ц}}$ - расстояние от центра тяжести ВЗД до сечения изгиба отклонителя, м.;

l_T - расстояние от торца долота до сечения изгиба отклонителя, м.

Но если принять $l_{\text{ц}} = l_T/2$, то с учетом (17) отклоняющая сила будет равна $P_{\text{от}} = P_y - 0,5 \cdot Q_T \cdot \sin\theta$. Откуда упругая сила будет равна $P_y = P_{\text{от}} + 0,5 \cdot Q_T \cdot \sin\theta$. Подставим полученный результат в неравенство (16), имеем:

$$\frac{P_{\text{от}} \cdot l_T^3}{16 \cdot EJ_T} + \frac{P_{\text{от}} \cdot D_C \cdot \mu \cdot l_T^2 \cdot \text{tg}\theta}{32 \cdot EJ_T} - \frac{5 \cdot Q_T \cdot l_T^3 \cdot \sin\theta}{384 \cdot EJ_T} < (0,43 \cdot D_C + 0,30 \cdot D - 0,73 \cdot d_T) \cdot \left(1 - \frac{P \cdot \cos\theta}{P_3} \right)$$

После простых математических преобразований окончательно имеем:

$$P_{\text{от}} < \frac{16 \cdot EJ_T \cdot (0,43 \cdot D_C + 0,30 \cdot D - 0,73 \cdot d_T) \cdot \left(1 - \frac{P \cdot \cos\theta}{P_3} \right) - 0,29 \cdot Q_T \cdot l_T^3 \cdot \sin\theta}{l_T^3 + 0,5 \cdot D_C \cdot \mu \cdot l_T^2 \cdot \text{tg}\theta} \quad (18)$$

где: EJ_T - жесткость ВЗД на изгиб, Н·м²;

D_C - диаметр скважины, м.;

D - диаметр долота, м.;

d_T - диаметр ВЗД, м.;

P - осевая нагрузка на долото, Н;

P_3 - эйлерова сила, Н;

Q_T - вес ВЗД, Н; l_T - длина ВЗД с долотом, м.

Предлагаемая формула (18) в отличие от формулы М.П. Гулизаде для упругой системы ВЗД имеет в знаменателе дроби слагаемое, учитывающее влияние крутящего момента на величину отклоняющей силы. Это влияние возрастает до 4,2% при увеличении зенитного угла до 85° , поэтому нельзя не учитывать вращение системы ВЗД при определении величины отклоняющей силы $P_{от}$.

Для оценки влияния на величину отклоняющей силы параметров, входящих в формулу (15), рассмотрим в качестве примера работу ВЗД типа *BL962*, применяемого в условиях бурения скважины на месторождении Южный Дракон и ДойМой. Данный ВЗД обладает следующими характеристиками: $l_T = (8,53 + 0,20)$ м; $Q_T = 22563$ Н; $d_T = 0,2445$ м; $EJ_T = 32,198 \cdot 10^6$ Н·м²; $P = 130000$ Н; $D_C = m \cdot 0,311$ м; $\mu = 0,2$; $\theta = 25^\circ$.

Для построения графиков зависимостей отклоняющей силы $P_{от}$ от зенитного угла θ ствола скважины, коэффициента увеличения диаметра ствола скважины $m = D_C/D$ и суммарной длины забойного двигателя и долота l_T , которые представлены на рис. 6, воспользуемся типовой компьютерной программой Excel.

Рис. 6 показывает, что отклоняющая сила, действующая на долото, пропорционально уменьшается при увеличении зенитного угла ствола скважины (рис. 6а) и при увеличении длины забойного двигателя (рис. 6в), что приводит к затруднению контроля за направлением ствола скважины. А при увеличении зазора между долотом и стенкой скважины эта сила увеличивается, но она не должна превышать определенного критического значения, при котором стрела прогиба системы «долото–забойный двигатель–отклонитель» достигает критического значения и корпус забойного двигателя, изгибаясь, препятствует искривлению ствола в заданном направлении. В этих случаях ВЗД из ограничивающего фактора интенсивности искривления ствола превращается в препятствующий фактор искривления скважины в требуемом направлении.

Также следует отметить, что при бурении с применением ВЗД в интервалах набора кривизны отклоняющая сила на долоте постоянно варьируется из-за изменения длины вала изгибающего КНБК, зенитного угла ствола и осевой нагрузки на долото. А при бурении с использованием РУС эта сила почти не изменяется за счет

отсутствия изгиба КНБК и стабилизации нагрузки на долото. В результате этого достигается более высокая как механическая скорость бурения, так и интенсивность искривления в интервалах набора кривизны по сравнению с ВЗД. Кроме того, при бурении с использованием ВЗД в интервале с постоянным зенитным углом происходят перегибы ствола скважины, что приводит к необходимости корректировки направления ствола для возврата к проектной траектории. Необходимость корректировки траектории снижает скорость проходки бурения на этих интервалах.

В свою очередь при бурении направленных скважин системой ВЗД возникают и технологические трудности. Главными являются проблемы, связанные с транспортированием выбуренной породы в горизонтальной и сильно наклонной части ствола; большие потери при передаче нагрузки на долото, вследствие, возникающих сил трения; необходимость подъема буровой колонны и смены компоновки после достижения заданных параметров кривизны ствола скважины и т.д. Эти трудности возрастают с увеличением длины горизонтального участка [4].

Кроме того, опыт использования ВЗД в направленном бурении скважин показывает, что забойный двигатель, как основной элемент в данной системе может терять работоспособность в силу ряда причин: износа рабочих органов; повреждения эластичной обкладки или отрыва ее от металлического остова; зашламования рабочих органов; поломки торсиона или карданного вала; износа шарниров; износа и заклинивания осевой опоры; износа радиальной опоры; разъединения элементов роторной группы; разъединения корпусных резьб; поломки выходного вала; неисправности переливного клапана.

Выше указанные технические и технологические недостатки системы ВЗД предопределили необходимость перехода от ВЗД к системе РУС при бурении направленных скважин.

Так в мае 2009 г., предприятие «Вьетсовпетро» начинает применять РУС типа «Пауэдрайв *PD900X5*» фирмы «Шлюмберге» при бурении скважины №321 платформы *RC2* на месторождении Южный Дракон и ДойМой. После получения положительных результатов они продолжили применять эту систему и на других

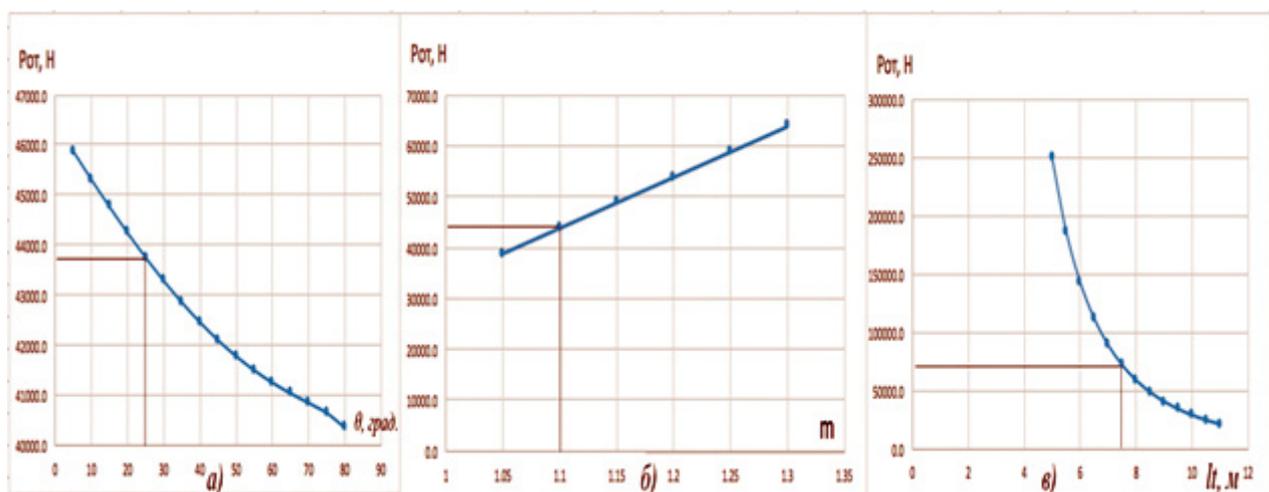


Рис. 6. Графики зависимостей отклоняющей силы от зенитного угла ствола скважины, коэффициента увеличения диаметра ствола скважины и суммарной длины забойного двигателя и долота.

скважинах месторождения. В конце того же года, предприятие «Вьетсомпетро» начинает применять РУС типа «Автотрак» фирмы «Бэйкер-Хьюз» при бурении на участках диаметром 311 мм в скважинах: 405-RCDM, 406-RCDM, 12DR, MT1X, 122-BK15.

Время, затраченное на бурение скважин на участках диаметром 311 мм платформы RC4 отражено графиком, показанным на рис. 7, а для скважин платформы RC5 - на рис. 8.

По данным, приведенным на рис. 7, определяем механическую скорость бурения на соответствующих участках диаметром 311 мм каждой скважины платформы RC4. Результаты определения свидетельствуют, что при бурении скважины №421 с применением РУС механическая скорость увеличилась на 60% по сравнению с ВЗД для скважины №25, которые имеют одинаковую глубину. При этом средняя механическая скорость бурения всех скважин с применением РУС (№№ 420, 421 и 422) возрастает на 67,3% по сравнению со средним ее значением при использовании ВЗД на скважинах №20 и №25.

При бурении скважины №502 с применением РУС механическая скорость увеличилась на 93,7% по сравнению с ВЗД на скважине №17. Подобное увеличение (на 110%) значения средней механической скорости с применением РУС наблюдалось при проходке скважин №№ 501, 502, 503 и 504 по сравнению с ее значением при использовании ВЗД на скважинах №17 и №19.

Из табл.1 следует, что процесс бурения с применением РУС на участках скважины диаметром 311 мм (объем бурения 2231,7 м.) является более эффективным, так как сократилось время бурения на платформе RC4 на 9,8 суток, а на платформе RC5 (объем бурения 1660,3 м.) – на 5,9 суток. При этом соответственно уменьшилась стоимость 1 м бурения скважины. Для большей убедительности определим стоимость 1 м бурения применительно к условиям предприятия Вьетсомпетро. Для этого воспользуемся формулой данного предприятия

$$C = \frac{C_0 + C_1 \cdot T}{H} \quad (19)$$

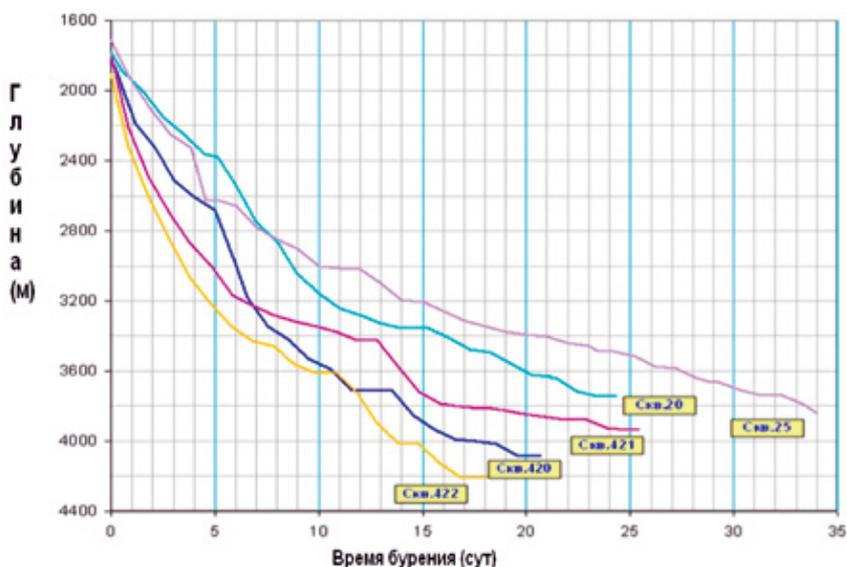


Рис. 7. Время бурения скважин платформы RC4 на участках диаметром 311 мм.

где: C - стоимость 1 м бурения, дол./м.;
 C_0 - средняя стоимость обслуживания РУС при бурении на участке диаметром 311 мм одной скважины, дол.;
 C_1 - стоимость обслуживания платформы сутки, включающая буровую установку, вертолет, заработную плату, бензин, и т.д., дол./сут.;
 T - время бурения, сут.;
 H - общий объем бурения, м.

Результаты расчета по формуле (19) для предприятия Вьетсомпетро приведены в табл. 2.

Очевидно, что процесс бурения с применением РУС более эффективен по сравнению с ВЗД. При бурении с применением РУС механическая скорость увеличилась на 67÷110%, а стоимость 1 м бурения снизилась на 14,5÷22% по сравнению с ВЗД.

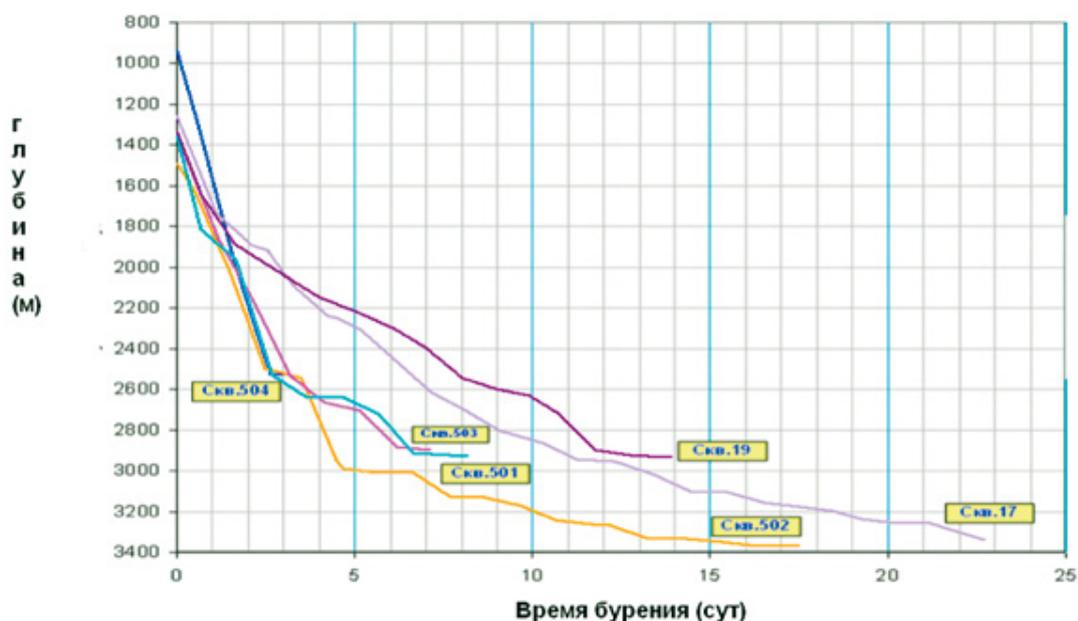


Рис. 8. Время бурения скважин платформы RC5 на участках диаметром 311 мм.

Таблица 1. Время и механическая скорость бурения скважин на платформах RC4 и RC5 на участках диаметром 311 мм.

Скважина	Глубина, м.	Интервал, м.	Начальный и конечный зенитный угол, град.	Время бурения, сут.	Механическая скорость $V_{мех}$, м/час
20	1780÷3743	1963	22-2.5	24.3	6.5
25	1712÷3842	2130	18.5-18.5	34	4.4
Средний (ВЗД)		2046.5		29.2	5,2
420	1836÷4086	2250	26.0-25.5	20.7	8,7
421	1792÷3935	2143	23.0-21.5	25.4	7
422	1905÷4207	2302	37.0-39.5	18.7	11,1
Средний (РУС)		2231.7		21,6	8,7
19	1330÷2933	1603	31.5-6.0	13,9	10,4
17	1255÷3337	2082	20.5-30	22,7	6,4
Средний (ВЗД)		1842.5		18,3	7,7
501	1354÷2927	1573	21.5-21.5	8.2	29,6
502	1490÷3370	1880	43.0-32.0	17,5	12,4
503	1369÷2897	1528	25.5-0.1	7.1	15
Средний (РУС)		1660.3		10.9	16,2

Таблица 2. Стоимость 1 м бурения на платформах RC4 и RC5.

Платформа	Стоимость 1 м бурения, дол./м	
	ВЗД	РУС
RC4	2554	1988
RC5	1778	1518

В результате анализа технической, технологической и экономической эффективности применения роторной управляемой системы (РУС) при бурении скважин на месторождениях углеводородов, осуществляемой предприятием Вьетсовпетро сформулированы следующие выводы и рекомендации.

1. По техническим, технологическим и экономическим характеристикам, несмотря на имеющиеся недостатки, система РУС превосходит применяемую систему ВЗД при бурении наклонно-направленных скважинах.

2. Применение системы РУС приводит к повышению механической скорости бурения на 67÷110%.

3. Использование системы РУС сопровождается снижением стоимости 1 м бурения скважины на 14÷22%.

4. Рекомендуется при бурении наклонно направленных скважин активно переходить на систему РУС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дашиев Э.В. Анализ технологии бурения горизонтальных участков скважины на Ванкорском нефтяном месторождении с целью разработки рекомендаций по использованию современных роторно-управляемых систем. [Электронный ресурс] <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2014/C11/V2/145.pdf> - дата обращения 15.12.2015.
2. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин. - М.: Недра, 1990. - 346 с.
3. Кирсанов А.Н., Зиненко В.П., Кардыш В.Т. Буровые машины и механизмы. - М.: Недра, 1986. - 448 с.
4. Овчинников В.П. и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. - Тюмень: ГНГУ, 2014. - т.2, - 484 с.
5. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Батриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. - М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. - 637 с.
6. Тимошенко С.П. Сопротивление материалов. - М.: Гостехиздат, 1932. - 336 с.

REFERENCES

1. Dashiev Je.V Analysis of the technology of drilling horizontal sections of wells in the Vankor oil field with the aim of developing recommendations on the use of modern rotary steerable systems. [Electronic resource] <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2014/C11/V2/145.pdf> - date of access 15.12.2015
2. Kalinin A.G., Grigorjan N.A., Sultanov B.Z. Drilling deviated wells. - M.: Nedra, 1990. - 346 p.
3. Kirsanov A.N., Zinenko V.P., Kardys V.T. Drilling machines and mechanisms. - M.: Nedra, 1986. - 448 p.
4. Ovchinnikov V.P. et al. Technology of drilling oil and gas wells. - Tyumen: GNGU, 2014. - V. 2, - pp. 484.
5. Povalihin A.S., Kalinin A.G., Batrikov S.N., Solodkij K.M. The drilling of directional, horizontal and multilateral wells. - M.: Center Lit Oil Gas, 2011. - 637 p.
6. Timoshenko S.P Mechanics of materials. M.: Gostehizdat, 1932. - 336 p.