

УДК 622.245.12

**ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ КОМПОНОВОК НИЖНЕЙ
ЧАСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ
ПРОЕКТНОЙ ТРАЕКТОРИИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ
СКВАЖИН**

**OPTIMIZATION OF PARAMETERS LAYOUTS BOTTOM FOR
DRILLSTRING DESIGN TRAJECTORY DEVIATED WELLS**

Кейн С. А., Близнюков В. Ю., Трохов В. В.

**ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический
университет», г. Ухта, Российская Федерация**

S.A. Keyn, V.U. Bliznyukov, V.V. Trochov

FSBEI HPE “Ukhta State Technical University”,

Ukhta, the Russian Federation

e-mail: Zav_bs@ugtu.net

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы оптимизации параметров компоновки нижней части бурильной колонны (КНБК) для обеспечения проектной траектории наклонно направленных скважин, в том числе участка стабилизации, проводка которого осуществляется сочетанием направленного бурения забойным двигателем-отклонителем и его вращения ротором. На основе математической модели, рассматривающей упруго-деформированное состояние КНБК, выполнен поиск ее геометрических размеров таких, при которых изменение радиуса искривления ствола скважины наименьшим образом зависит от внешних параметров. Обоснованы требования к допустимому зазору между диаметрами долота и двигателя и оптимальному отношению длины нижней секции к длине верхней секции забойного двигателя-отклонителя. Устойчивая работа компоновки нижней части бурильной колонны обеспечивается при зазоре между диаметрами

долота и двигателя не более 10-11% и отношении длины нижней секции к длине верхней секции не менее 0,33; при этом место установки верхнего опорно-центрирующего устройства слабо влияет на интенсивность искривления. Изменение угла перекоса осей между силовой и шпиндельной секциями двигателя является главным инструментом по изменению радиуса искривления скважины; при величине зазора между долотом и двигателем 17-20% и угле перекоса осей от 1,0 до 1,6 градуса радиус искривления изменяется до 4,3-7,7 раза, при большем угле перекоса радиус искривления изменяется в 1,1-1,2 раза. Для оптимизации условий проводки участка стабилизации была использована нейросетевая технология. Прогноз по обученной нейросети позволил разработать следующие рекомендации: участок стабилизации целесообразно бурить в породах 4-5 категории твердости; вращение компоновки ротором должно осуществляться не менее 70% по длине участка; зенитный угол должен быть не меньше 39 градусов.

Abstract. The paper deals with the optimization parameters linking the bottom of the assembly (BHA) to ensure the project trajectory directional wells, including site stabilization, wiring is carried out by a combination of directional drilling mud motor-diverter and its rotor speed. On the basis of a mathematical model that considers elastically deformed state BHA searched on geometrical dimensions such that the radius at which the curvature of the borehole least dependent on external parameters. Justified by the requirements for clearances between the diameters of the bit and the engine and the optimal ratio of the length to the length of the lower section of the upper section of the downhole motor-deflector. Stable operation of the layout of the bottom hole assembly is provided with a gap between the motor and drill bit diameters less than 10-11% and a ratio of length to the length of the lower section of the upper section is not less than 0.33; with the installation location of the upper support-centering device has little effect on the intensity of the curvature. Changing the angle of misalignment between the power and the spindle motor section is the main instrument for change in the radius of curvature of the well; when the magnitude of

the gap between the bit and the engine of 17-20% and misalignment angle of 1.0 degrees do 1.6 radius of curvature changes to 4.3-7.7 times at a larger angle misalignment radius of curvature varies 1.1-1.2 times. To optimize the conditions for the stabilization of the wiring portion was used neural network technology. Forecast for training the neural network has allowed to develop the following recommendations: site stabilization is advisable to drill into rock hardness 4-5 category; rotating the rotor arrangement should be not less than 70% by length portion; zenith angle should not be less than 39 degrees.

Ключевые слова: выполнение проектной траектории; сочетание направленного бурения забойным двигателем-отклонителем и его вращение ротором, проводка скважины в заданном коридоре; обеспечение устойчивых показателей работы компоновки нижней части бурильной колонны; прогноз с применением нейросети.

Key words: implementation of project trajectory; combination of the directed boring drilling and his rotations a rotor, wiring of mining hole, coalface engine Diverter are in the set corridor; providing of steady indexes of work of arrangement of underbody of boring column; prognosis with the use of neural network.

Выполнение проектной траектории наклонно направленных скважин является одной из важнейших задач, позволяющих улучшить качество ствола и сократить затраты на бурение [2]. Решение этой задачи невозможно без поиска оптимальных размеров элементов компоновки нижней части бурильной колонны. Разработка требований к линейным размерам отдельных секций КНБК является важным этапом ее проектирования, в значительной степени обеспечивающим ее функциональные возможности КНБК [4]. Критерием оптимизации геометрических размеров отклоняющей компоновки является равенство нулю отклоняющей силы на долоте и равенство нулю угла между осью долота и осью скважины [6]. В этом слу-

чае КНБК вписывается в участок с радиусом искривления R и фрезерование забоя происходит в направлении оси скважины.

Расчетная схема задачи представляет интегро-дифференциальное уравнение изгибающих моментов четвертого порядка, разработана во ВНИИБТ и реализована А.С. Повалихиным [7] в программном продукте «Буровая навигация». Поиск оптимальных функциональных возможностей для составов компоновок, применяемых при бурении наклонно направленных скважин в Тимано-Печорской провинции (таблица 1), осуществлялся по этой программе. В состав компоновок, как правило, включены винтовые забойные двигатели-отклонители (ВЗДО), калибраторы, немагнитные трубы с телесистемой, безопасный переводник.

Таблица 1. Характеристики компоновок нижней части бурильной колонны

Величина	Значение					
	КНБК №1	КНБК №2	КНБК №3	КНБК №4	КНБК №5	КНБК №6
Диаметр долота, мм	139,7	139,7	215,9	215,9	269,9	295,3
Диаметр ВЗДО, мм	106	127	172	195	240	240
Длина первой секции ВЗДО, м	1,8	1,8	2,6	1,9	2,9	2,9
Длина второй секции ВЗДО, м	3,6	3,6	5,3	6,7	5,8	5,8
Жесткость на сдвиг, кН·м ²	656,6	1372	3920	8271,2	15366,4	15366,4
УБТ, диаметр	108	108	178	178	203	219

Выполнены исследования зависимости радиуса искривления при работе компоновкой определенного состава от величины зенитного угла, величины угла перекоса осей двигателя-отклонителя, отношения длины нижнего плеча к длине верхнего; отношения диаметра двигателя к диаметру долота и места установки верхнего опорно-центрирующего устройства. Результаты расчетов приведены на графиках рисунков 1 – 4.

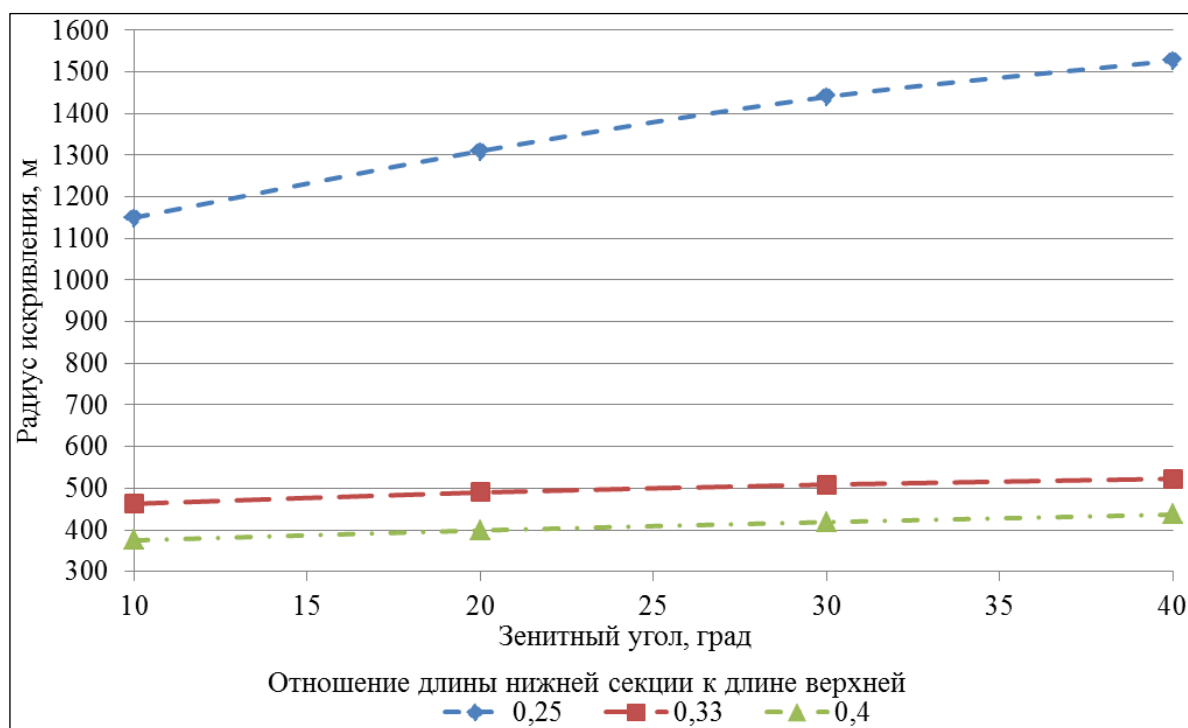


Рисунок 1. Зависимость радиуса искривления от величины зенитного угла (долото 295,3 мм, двигатель 240 мм)

Анализ пределов изменения радиуса искривления, представленный в таблице 1, позволяет сделать заключение, что при отношении длин секции, равном 0,33 и 0,4 работа КНБК происходит устойчиво, радиус искривления изменяется на 13 и 15%.

Таблица 1. Изменение радиуса искривления при изменении отношения длины нижнего плеча к длине верхнего

Компоновка низа буровой колонны	Отношение длины нижней секции к длине верхней секции двигателя-отклонителя	Наибольший радиус искривления	Наименьший радиус искривления	Отношение наибольшего радиуса к наименьшему
Долото – 295,3 мм Двигатель – 240 мм	0,25	1527	1150	1,33
	0,33	523	463	1,13
	0,4	437	375	1,15

Исследования влияния отношения длин секций для разных компоновок представлены на рисунке 2, а анализ пределов изменения радиуса искривления приведен в таблице 2. Сравнение показывает, что важным параметром, влияющим на работу компоновки, является зазор между диаметрами долота и двигателя. При относительном зазоре 9 – 11% радиус искривле-

ния меняется на 5 – 7%, при большем зазоре изменение радиуса искривления может достигать 80% (долото 295,3 мм, двигатель 240 мм).

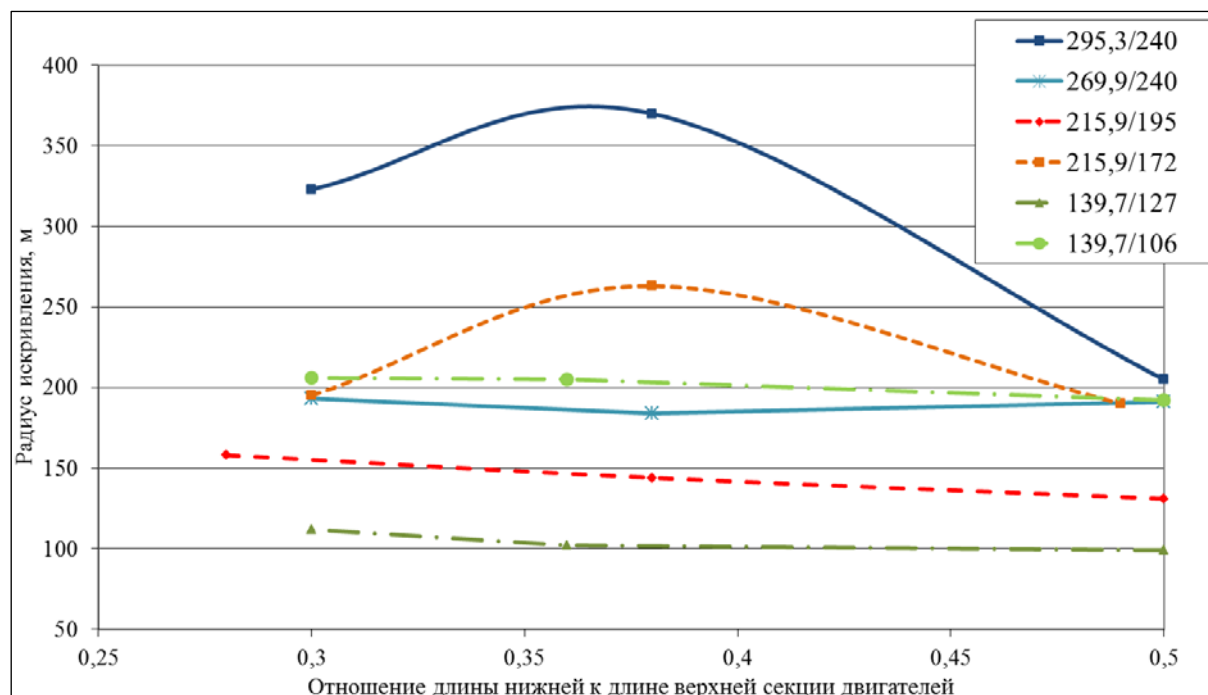


Рисунок 2. Зависимость радиуса искривления от отношения длины нижней секции к длине верхней секции двигателя-отклонителя

Таблица 2. Изменение радиуса искривления от отношения длины нижней секции к длине верхней секции двигателя-отклонителя

Компоновка низа бурильной колонны	Наибольший радиус искривления, м (отношение длин секций)	Наименьший радиус искривления, м (отношение длин секций)	Отношение наибольшего радиуса к наименьшему	Относительная разность диаметров, %
Долото – 139,7 мм Двигатель – 106 мм	206 (0,3)	192 (0,5)	1,13	17
Долото – 139,7 мм Двигатель – 127 мм	112 (0,5)	99 (0,3)	1,07	9
Долото – 215,9 мм Двигатель – 172 мм	263 (0,38)	190 (0,49)	1,38	20
Долото – 215,9 мм Двигатель – 195 мм	158 (0,28)	131 (0,5)	1,21	10
Долото – 269,9 мм Двигатель – 240 мм	193 (0,3)	184 (0,38)	1,05	11
Долото – 295,3 мм Двигатель – 240 мм	370 (0,38)	205 (0,3)	1,80	19

Угол перекоса осей между силовой и шпиндельной секциями двигателя является главным инструментом по изменению радиусом искривления скважины. На рисунке 3 приведены зависимости радиуса искривления от

угла перекоса для разных отношений между диаметрами долота и забойного двигателя.

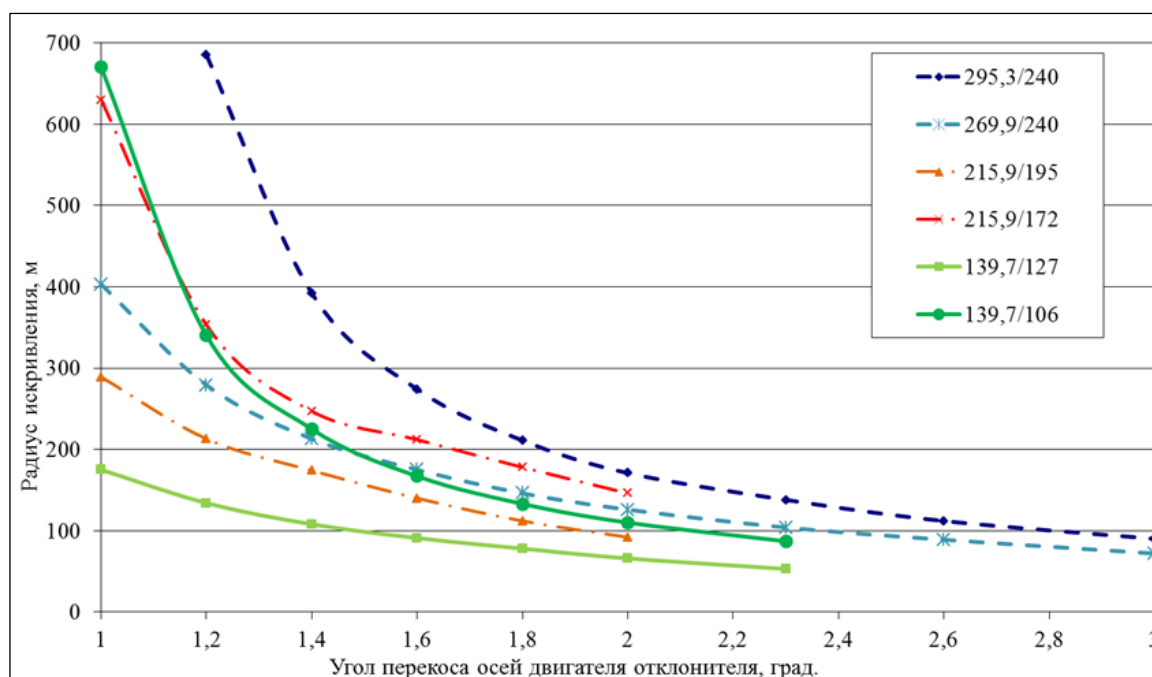


Рисунок 3. Зависимость радиуса искривления от угла перекоса осей между шпиндельной и силовой секциями забойного двигателя

Анализ результатов, представленный в таблице 3, показывает, что увеличение зазора между долотом и двигателем позволяет изменять радиус искривления в широких пределах, особенно в области углов перекоса осей между секциями 1-1,5°.

Таблица 3. Изменение радиуса искривления при изменении угла перекоса осей между шпиндельной и силовой секциями забойного двигателя

Компоновка низа буровой колонны	Наибольший радиус искривления	Наименьший радиус искривления	Отношение наибольшего радиуса к наименьшему	Относительная разность диаметров, %
Долото – 139,7 мм Двигатель – 106 мм	670	87	7,70	17
Долото – 139,7 мм Двигатель – 127 мм	175	53	3,30	9
Долото – 215,9 мм Двигатель – 172 мм	630	146	4,32	20
Долото – 215,9 мм Двигатель – 195 мм	289	111	2,60	10
Долото – 269,9 мм Двигатель – 240 мм	279	72	3,88	11
Долото – 295,3 мм Двигатель – 240 мм	685	146	4,69	19

Результаты исследования зависимости радиуса искривления от места установки опорно-центрирующего устройства приведены на рисунке 4, а анализ данных в таблице 4. Можно отметить, что для компоновки с долотом 215,9 мм и двигателем 195 мм место установки мало влияет на величину радиуса искривления, также достаточно устойчиво происходит работа КНБК №№ 1,2, 5.

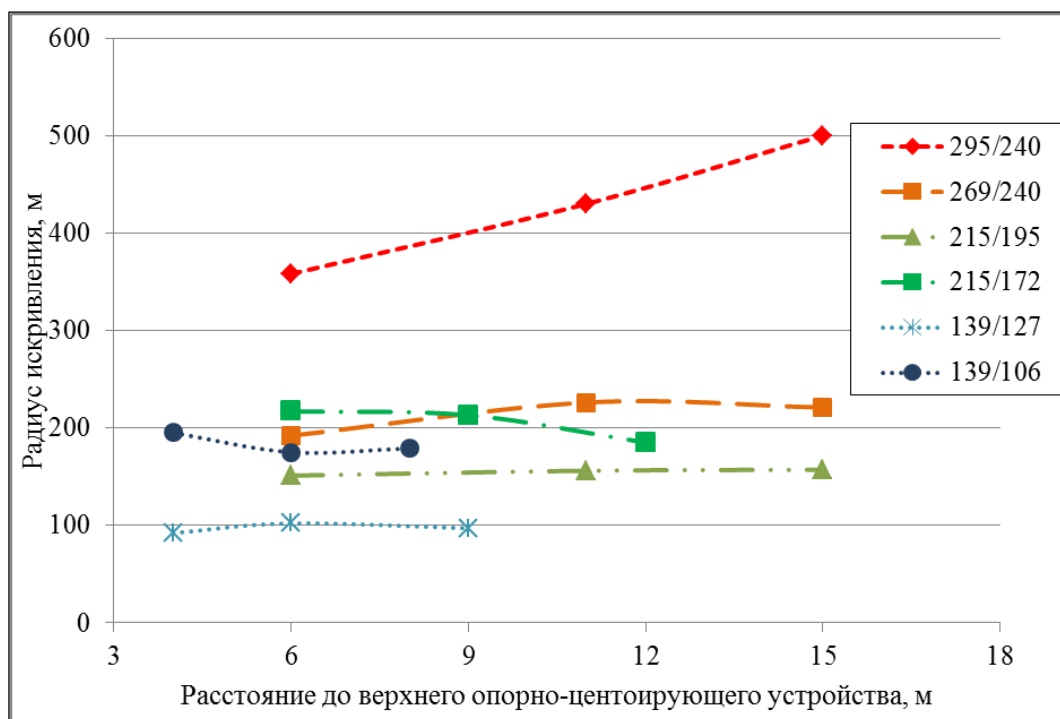


Рисунок 4. Зависимость радиуса искривления от расстояния до верхнего опорно-центрирующего устройства

Таблица 4. Изменение радиуса искривления при изменении места установки верхнего опорно-центрирующего устройства

Компоновка низа буровой колонны	Наибольший радиус искривления (отношение длин секций)	Наименьший радиус искривления (отношение длин секций)	Отношение наибольшего радиуса к наименьшему	Относительная разность диаметров, %
Долото – 139,7 мм Двигатель – 106 мм	195	175	1,11	17
Долото – 139,7 мм Двигатель – 127 мм	102	92	1,11	9
Долото – 215,9 мм Двигатель – 172 мм	217	185	1,17	20
Долото – 215,9 мм Двигатель – 195 мм	157	151	1,04	10
Долото – 269,9 мм Двигатель – 240 мм	226	192	1,18	11
Долото – 295,3 мм Двигатель – 240 мм	500	358	1,40	19

Подводя итоги выполненным исследованиям можно отметить, что величина зазора между долотом и двигателем существенным образом влияет на работу КНБК. На наш взгляд, такая зависимость объясняется наличием перекоса нижней секции двигателя-отклонителя, связанного с разностью диаметров долота и забойного двигателя. Так, для долота 295,3 и двигателя 240 мм и длине нижнего плеча 2,9 м этот угол равен 1,1 градуса; для долота 215,9 и двигателя 172 мм и длине нижнего плеча 1,9 м – угол 1,3 градуса, для долота 139,7 и двигателя 106 мм и длине плеча 1,8 мм – угол 1,0 градуса. Именно при таких углах перекоса между секциями двигателя-отклонителя происходит стремительный рост радиуса искривления. Таким образом, при относительной величине зазора до 10-11% работа КНБК происходит более устойчиво.

Прямолинейно наклонный участок (участок стабилизации зенитного угла или горизонтальный) является одним из самых протяженных и ответственных при выполнении проектной траектории. Бурение этого участка в настоящее время выполняется сочетанием слайдинга (бурение интервала двигателем-отклонителем) и вращения двигателя-отклонителя ротором с небольшой скоростью (30-40 оборотов в минуту), эти интервалы чередуются. При этом в компоновку нижней части бурильной колонны (КНБК) включена телесистема. Такая технология [5] позволяет существенно сократить число спускоподъемных операций, а также, в случае необходимости, оперативно произвести корректировку траектории.

Технология сочетания слайдинга и вращения компоновки ротором применяется сравнительно недавно, поэтому исследования в этом направлении представляют научный и практический интерес.

В работе [3] нами разработана технология использования нейросети для поиска оптимальных условий, включая горно-геологические и технико-технологические, при которых возможна проводка участка стабилизации с отклонением от проектного в пределах точности приборов телесистемы. Исходная база нейросети была сформирована на основе промышленной ин-

формации по бурению наклонно направленных и горизонтальных скважин на месторождениях Тимано Печорской провинции: Харьягиском, Юрьяхинском, Южно-Шапкинском (Средне-Серчеюский купол), Северо-Кожвинском, Южно-Лыжском и Ошском месторождениях.

По обученной нейронной сети, формирующей правильные прогнозы, были определены весовые значимости входных факторов, которые показали, что на отклонение траектории от проекта по зенитному углу в первую очередь влияют твердость пород и осевой люфт вала шпинделя двигателя. На отклонение скважины по азимуту: величина зенитного угла и осевая нагрузка.

Использование нейросети для прогноза позволило предложить следующие оптимальные условия для проводки участка:

1) участок стабилизации целесообразно приурочить к отложениям пород твердостью 4÷5 (классификации горных пород по Шрейнеру) с кавернозностью не более 1,14;

2) зенитный угол на участке стабилизации должен быть не менее 39° , вращение КНБК ротором осуществлять 70÷80% от общей длины участка;

3) отношение длины нижнего плеча двигателя-отклонителя к длине верхнего должно быть не менее $\approx 0,33$, осевой люфт вала шпинделя не должен превышать 4÷5 мм, радиальный люфт – 1 мм.

Выполнение этих рекомендаций обеспечивает выполнение проектной траектории в коридоре значений по зенитному углу $\pm 0,2^\circ$, по азимуту $\pm 1,5^\circ$.

Выполненные исследования позволяют сделать следующие **выводы и рекомендации**.

1. Применение информационных технологий, в частности нейросетей, позволяет разработать технико-технологические предложения и рекомендовать горно-геологические условия для обеспечения проводки участка стабилизации в заданном коридоре отклонения траектории по зенитному углу и по азимуту.

2. Важным критерием при проектировании компоновки нижней части бурильной колонны является поиск таких решений, при которых происходит минимальное изменение радиуса искривления скважины при заданной величине угла перегиба между секциями забойного двигателя-отклонителя. Для получения устойчивых показателей работы КНБК допустимый зазор между диаметрами долота и двигателя не должен превышать 10-11%, а отношение длины нижней секции к длине верхней секции должно быть не менее 0,33.

Список используемых источников

1 Балденко Д. Ф. Балденко Ф. Д., Шмидт А. П. Анализ характеристик гидравлических винтовых забойных двигателей для контроля и управления процессом бурения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. 2004. № 1. С. 2-10.

2 Бурение наклонных и горизонтальных скважин: справочник / Калинин А. Г. [и др.] Под ред. А. Г. Калинина. М.: Недра, 1997. 648 с.

3 Кейн С. А. Трохов В. В., Овешников Е. А. Выполнение проектной траектории на участке стабилизации за счёт использования информационных технологий // Инженер-нефтяник: науч.-техн. журн. 2013. № 4. С.15-21.

4 Кейн С.А. Современные методы проектирования и управления траекториями горизонтальных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. 2008. № 4. С. 10-14.

5 Возможности применения информационных технологий для прогнозирования траекторий горизонтальных скважин/ Кейн С.А. [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. 2006. № 7. С. 17-21.

6 Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин/ Повалихин А.С. [и др.] Под ред. А.Г. Калинина. М: изд-во ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. 647 с.

7 Повалихин А.С., Рогачев О.К., Прохоренко В.В. Инженерное обеспечение строительства высоко-технологичных скважин // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. 2003. № 2. С. 87-91.

References

1 Baldenko, D. F. Baldenko F. D., Shmidt A. P. Analiz harakteristik gidravlicheskih vintovyih zaboynyih dvigateley dlya kontrolya i upravleniya protsessom bureniya // Stroitelstvo neftyanyih i gazovyih skvazhin na sushe i na more: nauch.-tehn. zhurn. 2004. №1. S. 2-10. [in Russian].

2 Burenie naklonnyih i gorizontalnyih skvazhin: spravochnik / Kalinin A. G. [i dr.] Pod red. A. G. Kalinina. M.: Nedra, 1997. 648 s. [in Russian].

3 Keyn S.A. Trohov V.V., Oveshnikov E.A. Vyipolnenie proektnoy traektorii na uchastke stabilizatsii za schYot ispolzovaniya informatsionnyih tehnologiy // Inzhener-neftyanik: nauch.-tehn. zhurn. 2013. № 4. S.15-21. [in Russian].

4 Keyn S.A. Sovremennyye metodyi proektirovaniya i upravleniya traektoriyami gorizontalnyih skvazhin // Stroitelstvo neftyanyih i gazovyih skvazhin na sushe i na more: nauch.-tehn. zhurn. 2008. № 4. S. 10-14. [in Russian].

5 Vozmozhnosti primeneniya informatsionnyih tehnologiy dlya prognozirovaniya traektoriy gorizontalnyih skvazhin/ Keyn S.A. [i dr.] // Stroitelstvo neftyanyih i gazovyih skvazhin na sushe i na more: nauch.-tehn. zhurn. 2006. № 7. S. 17-21. [in Russian].

6 Burenie naklonnyih, gorizontalnyih i mnogozaboynyih skvazhin/ Povalihin A. S. [i dr.] Pod red. A. G. Kalinina. M: izd-vo TsentrLitNefteGaz, 2011. 647 s. [in Russian].

7 Povalihin A.S., Rogachev O.K., Prohorenko V.V. Inzhenernoe obespechenie stroitelstva vyisoko-tehnologichnyih skvazhin // Vestnik assotsiatsii burovyyih podryadchikov. 2003. № 2. S. 87-91. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Кейн С. А., канд. техн. наук, профессор, ФГБОУ ВПО УГТУ, г. Ухта, Российская Федерация

S. A. Keyn, Candidate of Engineering Sciences, Professor of the Chair of Drilling, FSBEI HPE “Ukhta State Technical University”, Ukhta, the Russian Federation

Близнюков В. Ю., д-р техн. наук, главный эксперт экспертно-аналитической группы ОАО «НК Роснефть», г. Москва, Российская Федерация

V. U. Bliznikov, Doctor of Engineering Sciences, Chief Expert of Expert-Analytical Group of “Rosneft”, Moscow, the Russian Federation

Трохов В. В., аспирант кафедры бурения, ФГБОУ ВПО УГТУ, г. Ухта, Российская Федерация

V. V. Trochov, Post-graduate Student of the Chair of Drilling, FSBEI HPE “Ukhta State Technical University”, Ukhta, the Russian Federation

e-mail: Zav_bs@ugtu.net