



## Нефтегазовое дело

УДК 622.24.05/62-531.7

### ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН

**М.В.ДВОЙНИКОВ**

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

Приведен анализ результатов исследований эксплуатационных возможностей техники и технологии бурения наклонно направленных скважин. В качестве технических и технологических решений, обеспечивающих проводку сложных профилей наклонных скважин, рассмотрены два варианта вращательного способа бурения. В первом варианте в качестве привода долота используются винтовые забойные двигатели, во втором – высококонтролируемые роторные управляемые системы.

Представлены результаты практических данных бурения скважин, имеющих сложный профиль. Данна оценка качества проводки скважин на примере совпадения проектных и фактических траекторий с использованием разных типов привода породоразрушающего инструмента, а также свойств горных пород, реологии бурового раствора и других технических характеристик динамически активных систем. Выявлен диапазон частоты вращения роторных управляемых систем, обеспечивающий минимальную амплитуду колебаний компоновки низа бурильной колонны.

Анализ результатов исследований показал, что основной источник колебания связан с изгибающими и сжимающими напряжениями, обусловленными искривлением скважины, а также жесткостью бурильного инструмента. Как следствие, в системе нижней части бурильной колонны формируются автоколебания, приводящие к невозможности корректировки азимутальных и зенитных углов. Изменение жесткости нижней части инструмента и параметров бурения, предусматривающих снижение частоты вращения бурильной колонны и регулирование нагрузки на долото, частично позволяет решить данную проблему, однако увеличение частоты ограничено техническими характеристиками существующих систем верхнего привода.

**Ключевые слова:** бурение скважин, вибрации, винтовой забойный двигатель, роторная управляемая система, траектория

**Как цитировать эту статью:** Двойников М.В. Анализ результатов исследований технико-технологических параметров бурения наклонных скважин // Записки Горного института. 2017. Т. 223. С. 86-92. DOI 10.18454/PMI.2017.1.86

**Введение.** Повышение добычи углеводородного сырья путем разработки, например, морских месторождений, а также доразработки ранее разбуренных площадей предусматривает реализацию сложнопостроенных проектных профилей скважин, траектории которых могут содержать искривленные участки, имеющие ограниченный (минимально возможный) радиус или наклонно прямолинейные участки большой протяженности (более 3000 м). Наличие таких траекторий обусловлено труднодоступностью нефтегазовых объектов, находящихся, например, под населенными пунктами, водоемами и природоохранными территориями, а также отдаленностью береговой линии шельфа [2, 10].

Результаты анализа практических данных бурения скважин, имеющих сложный профиль, показали, что фактическая траектория углубления во многих случаях существенно отличается от траектории проектного профиля. В результате ствол скважины формируется с образованием больших каверн и уступов, затрудняющих продвижение компоновки низа бурильной колонны (КНБК), а интенсивность искривления и радиус участков набора и падения зенитного угла не соответствуют допустимым прочностным характеристикам бурильных труб. Определять бурение таких участков с применением в качестве привода долота только винтового забойного двигателя (ВЗД) практически невозможно. Это связано, прежде всего, с большим трением между бурильной колонной (БК) и породой [1]. В качестве технологического приема повышения эффективности бурения с ВЗД используют одновременное периодическое или постоянное вращение бурильной колонны ротором либо верхним приводом [3]. Производственники данный способ называют роторно-турбинным или комбинированным. Его реализация позволяет бурить скважины различной глубины с широким диапазоном изменения вида и свойств промывочных жидкостей, параметров режима бурения, а также с применением разных конструкций и типоразмеров породоразрушающего инструмента [5].

Однако при сложившейся сегодня технологии комбинированного бурения отмечаются проблемы, связанные с нестабильностью работы ВЗД, их остановками, а также авариями (отворота-



ми, разрушениями элементов ВЗД) компоновки БК [4, 9]. Основным недостатком использования одновременного вращения ВЗД и БК является невозможность корректировки траектории профиля скважины в процессе проводки наклонно прямолинейных (тangenциальных) участков.

В случае бурения последующих интервалов, расположенных после тангенциального участка, например, участков набора или снижения зенитного угла использовать ВЗД без вращения БК с одновременной корректировкой траектории практически невозможно. Это обусловлено действием дополнительных сил трения между бурильным инструментом и горной породой. Силы трения препятствуют доведению требуемой нагрузки на долото, снижению оперативного управления и контроля параметров траектории профиля скважины [7].

**Методика исследований.** Для проведения исследований, определяющих совпадение проектного и фактического профилей скважин по данным инклинометрии, а также оптимизации динамики работы роторных управляемых систем, использован корреляционно-регрессионный анализ напряженно-деформированного состояния бурильного инструмента и параметров бурения с учетом пространственного искривления траектории скважины.

Оптимизирован диапазон частот вращения роторных управляемых систем на основе детерминированных математических моделей, позволяющих достоверно определять направления и показатели основных напряжений, действующих в скважине.

**Результаты и их обсуждение.** Рассмотрим пример проводки наклонно направленной скважины с использованием в качестве привода долота ВЗД. В таблице представлены данные о инклинометрии скважины Приобского месторождения.

**Инклинометрия скважины Приобского месторождения**

Глубина по вертикали, м			Угол, град.			Смещение, м		Удлинение, м		Глубина по стволу, м		
От	До	Интервал	Начальный	Конечный	Средний	За интервал	Всего	За интервал	Всего	От	До	Всего
0	80	80	0	0	0	0	0	0	0	0	80	80
80	395	315	0	40	20	115	115	25	25	80	420	340
395	800	405	40	40	40	342	457	125	150	420	945	525
800	1110	310	40	40	40	262	719	96	246	945	1356	411
1110	1449	339	40	40	40	287	1006	105	351	1356	1800	444
1449	1824	382	40	40	40	323	1328	126	476	1800	2300	500
1824	2162	338	40	24	32	213	1541	62	538	2300	2700	400
2162	2448	286	24	15	20	102	1643	18	556	2700	3004	304
2448	2548	100	15	13	14	25	1669	3	559	3004	3107	103
2548	2648	100	13	11	12	21	1690	2	561	3107	3209	102
2648	2810	162	11	9	10	29	1719	3	564	3209	3374	165

Из таблицы видно, что длина вертикального участка составляет 80 м, зенитный угол в конце интервала набора (395 м по вертикали, 500 м по стволу) – 40 град. с максимальной интенсивностью искривления не более 1 град./10 м. На всем протяжении наклонно прямолинейного участка – участка стабилизации (до глубины 2162 м по вертикали) угол не превышает 41 град. С глубины 2162 м до забоя происходит плавное снижение угла с 41 до 1 град. Интенсивность на участке снижения зенитного угла составляет не более 0,8 град./10 м. Общая длина скважины по стволу с учетом двух участков набора и падения кривизны и наклонно прямолинейного участка – 3374 м. Отход от вертикали 1719 м.

Конструкция КНБК по интервалам бурения:

Интервал, м	Элементы КНБК
0-30	Долото 393,7; Центратор Ø390; УБТ – 9 м
30-80	БИТ 295,3; Т12РТ-240; Ж.Ц. Ø280 мм; УБТ-178; ТРО-240; ЗТС; ЛБТПН-147
80-1356	БИТ 295,3; ТРО-240; ЗТС; ЛБТПН-147 – 300 м; ТБПК – 9000 м
1356-3159	БИТ 215,9; ДРУ-178; ЗТС; ТБПК-127 – 24,5 м; ЯСС – 6,5 м; ЛБТПН-147 – 75 м; ТБПК – 1700 м
3159-3374	БИТ 215,9; ДРУ-178; ЗТС; ТБПК-127 – 24,5 м; ЯСС – 6,5 м; ЛБТПН-147 – 75 м; ТБПК – 100 м

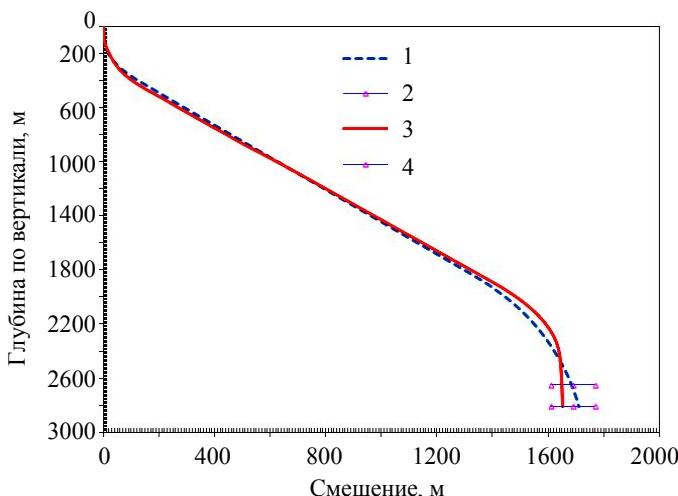


Рис.1. Вертикальная проекция скважины № 44197  
Приобского месторождения

1 – траектория фактического профиля; 2 – кровля продуктивного пласта;  
3 – траектория проектного профиля; 4 – подошва продуктивного пласта

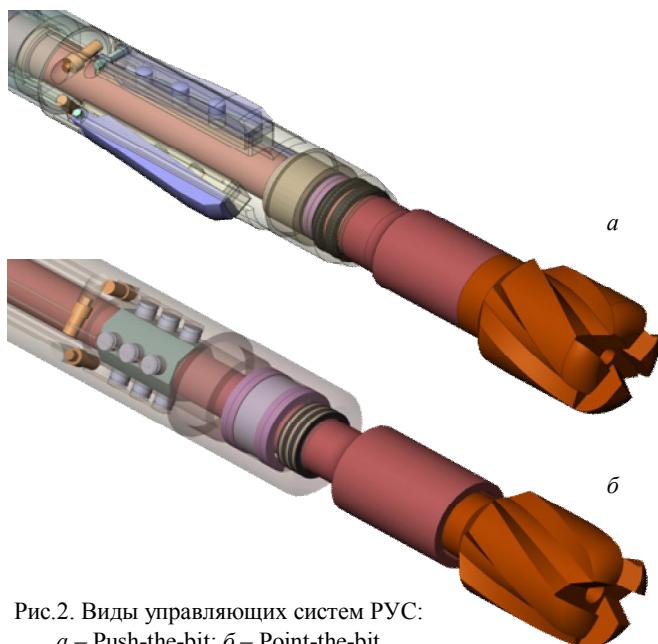


Рис.2. Виды управляющих систем РУС:  
а – Push-the-bit; б – Point-the-bit

ставляет от 15 до 20 % [5]. Наиболее эффективным техническим решением данной проблемы, направленной на повышение качества реализации проектных траекторий скважин, является использование в качестве привода долота роторных управляемых систем (РУС). РУС обеспечивают возможность проводки скважины с постоянным вращением бурильной колонны и одновременным изменением азимутальных и зенитных углов.

Известно, что в качестве управляющего элемента РУС, обеспечивающего интенсивность пространственного искривления скважины, служит механический или гидравлический отклоняющий механизм [8]. Принцип действия отклоняющего механизма определяет тип системы. На сегодняшний день широкое применение нашли управляемые системы двух видов Push-the-bit – радиальное смещение всей компоновки или большей ее части относительно оси скважины и Point-the-bit – позиционирование долота достигается смещением приводного вала относительно компоновки либо изменением его кривизны (рис.2).

Для проведения анализа работы РУС и качества реализации траектории профиля рассмотрим в качестве примера две скважины Приобского и Усть-Тегусского месторождений. Обе скважины имеют горизонтальное окончание. Горизонтальный участок скважины составлял 800 и 900 м. Ниже представлен состав КНБК при бурении РУС скважины Приобского месторождения:

Конструкция скважины представлена тремя колоннами, направление и кондуктор диаметром 0,324 и 0,245 м, спускаемые на глубины 30 и 800 м соответственно. С глубины 800 м до забоя эксплуатационная колонна имеет диаметр 0,146 м. В качестве привода долота (БИТ 215,9) использовался ВЗД ДРУ-178 с комбинированным способом бурения.

Для постоянной корректировки и оперативного контроля за траекторией ствола использовалось навигационное оборудование ЗТС. Сохранение проектной траектории – прямолинейности участка стабилизации (более 1400 м) осуществлялось регулированием нагрузки на долото и частотой вращения верхнего привода.

Из рис.1 видно, что проект на строительство эксплуатационных скважин на Приобском месторождении (линия 3) имеет четырехинтервальный профиль, состоящий из вертикального участка, набора зенитного угла в интервале бурения под кондуктор, наклонно прямолинейного участка и плавного снижения зенитного угла с входом в продуктивный пласт. Однако фактический профиль скважины (линия 1) после бурения и замера инклинометрии содержит пять интервалов. Дополнительно профиль содержит прямолинейный (вертикальный) участок входа в пласт.

Анализ результатов исследования интерпретации данных инклинометрии проектной и фактической траектории показал, что несовпадение траектории профиля при бурении скважины с использованием ВЗД, а также приемов периодического или постоянного вращения бурильной колонны со-



Наименование	Диаметр, м	Длина, м
155.6 PDC Bit	0,155	0,21
PD 475 X5 AA 6" Stabilized CC (РУС PowerDrive X6)	0,149	4,05
IMPulse 25k Medium Flow (Телесистема IMPulse)	0,133	9,63
4.75" NMDC (Немаг. УБТ)	0,119	2,10
4" 14.00 DPX, 10% Wear (70 joints)	0,133	860,80

Анализ данных бурения показал, что длина вертикального участка составляла 300 м. С 300 до 1650 м применялся вращательный способ бурения с использованием в качестве привода долота ВЗД. С глубины 1650 м до забоя применялась роторная управляемая система. Максимальная интенсивность искривления не превышала 1,26 град./10 м.

Благодаря применению РУС в интервале от 1650 м до забоя 3894 м, зенитный угол расчетного и фактического профиля практически совпали, за исключением проводки горизонтального участка, в котором производилась корректировка траектории с учетом геолого-химических и физических характеристик разреза-коллектора (ГНК, ВНК и т.д.).

На рис.3 представлена вертикальная проекция профиля скважины. Расхождение фактического и проектного профиля составило не более 3 %. Этот показатель еще раз подтверждает надежность, точность проводки скважин по заданной траектории и предопределяет перспективу использования интеллектуальных роторных управляемых систем.

Однако при увеличении частоты вращения РУС с целью изменения механической скорости бурения происходит рост амплитуды крутильных колебаний, приводящий к отказу верхнего привода. Требуется исследование оптимальных значений частоты вращения верхнего привода при заданных условиях конструкции скважины, траектории профиля и технических характеристиках БК [6].

**Моделирование вычислительного эксперимента.** Проведение вычислительного эксперимента осуществлялось в программном комплексе Landmark компании Halliburton. В качестве входных параметров для моделирования вычислительного эксперимента использовались данные о конструкции скважины и составе бурильного инструмента и КНБК.

Для проведения экспериментальных исследований, направленных на изучение динамики РУС в зависимости от вида профиля, параметров конструкции обсадных колонн и состава КНБК, рассмотрена скважина Усть-Тегусского месторождения. Исследуемая скважина содержит четырехинтервальный профиль, состоящий из вертикального участка, набора зенитного угла в интервале бурения под кондуктор, наклонно-прямолинейного участка стабилизации зенитного угла до глубины ниже интервала работы насосного оборудования, уменьшения зенитного угла (рис.4).

Длина вертикального участка составляет 80 м, зенитный угол в конце интервала набора (997 м) – 63 град. с максимальной интенсивностью искривления не более 1,1 град./10 м. На всем протяжении наклонно-прямолинейного участка – участка стабилизации (до глубины 2199,27 м) угол не превышает 62-63 град. С глубины 2199,27 м до забоя 2577,23 м происходит плавное снижение угла с 63 до 42 град. Интенсивность на участке снижения зенитного угла составляет не более 0,33 град./10 м. Общая длина скважины по стволу с учетом двух участков набора и падения кривизны и наклонно-прямолинейного участка – 4863 м. Отход от вертикали 3762,37 м.

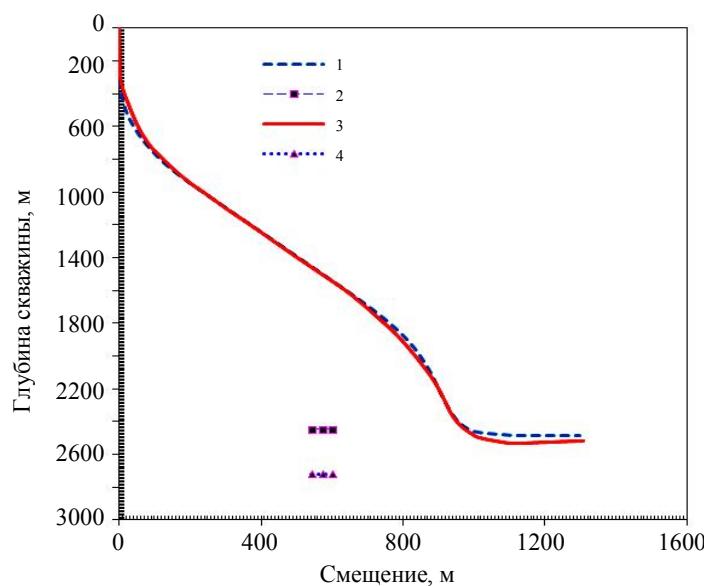


Рис.3. Вертикальная проекция профиля скважины № 55666  
Приобского месторождения

1 – траектория фактического профиля; 2 – кровля продуктивного пласта;  
3 – траектория проектного профиля;  
4 – подошва продуктивного пласта

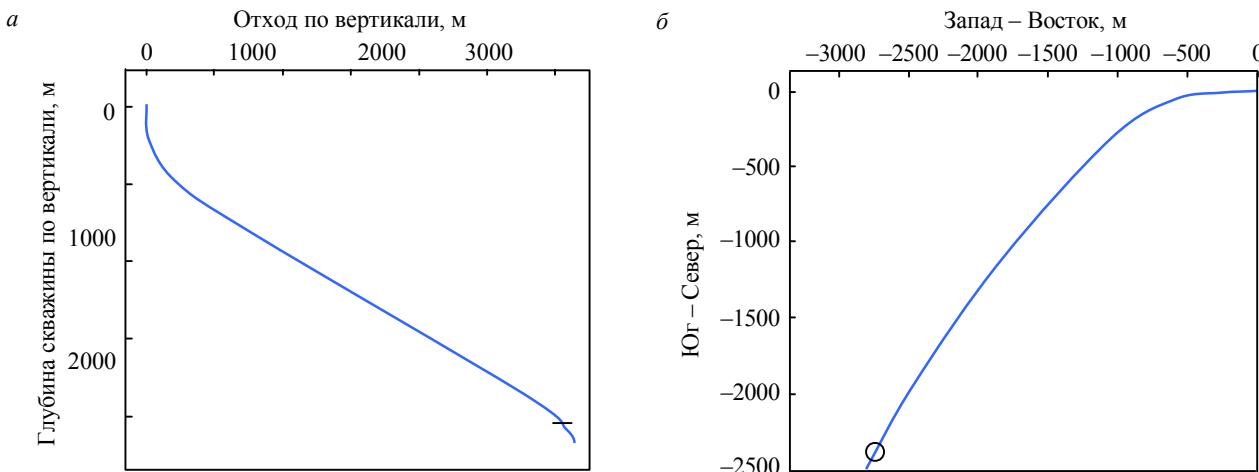


Рис.4. Вертикальная (а) и горизонтальная (б) проекции скважины Усть-Тегусского месторождения

Конструкция скважины представлена тремя колоннами: направление, кондуктор и эксплуатационная колонна. Направление и кондуктор диаметрами 0,530 и 0,245 м спускались на глубину 55 и 1000 м соответственно. Эксплуатационная колонна диаметром 178 мм спускалась до глубины 3705 м. В качестве привода долота использовался как ВЗД, так и РУС. Состав и характеристики КНБК:

Наименование элемента/диаметр, модель	Длина элемента, м
Долото/219,1 мм, PDC FXD65R	0,29
Роторная управляемая система/PD 675 X5 AB 8 3/8" Stabilized CC	4,11
Ресивер/PD SRX w Float valve	1,72
Гибкая труба/Flex Joint	2,95
Предохранительный переводник/Lower Saver Sub	0,37
Прибор каротажа/EcoScope with 8.25" Stabilizer	7,66
Предохранительный переводник/Lower Saver Sub	0,36
Телеметрия/TeleScope 675	7,66
Предохранительный переводник/Upper Saver Sub	0,91
Немагнитное УБТ/6 3/4" NMDC	8,71
Бурильные трубы/5" 19.50 DPS, Premium (15 Joint/15 труб)	142,50
Бурильные трубы/ТБТ (1свеча)	28,35
Противоприхватный механизм ЯС/Hydro-Mechanical Jar	6,17
Бурильные трубы/ТБТ (1свеча)	28,35
Бурильные трубы/5" 19.50 DPS, Premium (390 Joint/390 труб)	3705,00
Crossover	1,23
Бурильные трубы/5-1/2 " 21.90 DPS, Premium	916,66

Расчет оптимальных частот вращения верхнего привода в программном обеспечении производился в диапазоне от 20 до 200 об/мин с шагом в два оборота.

На рис.5 представлены результаты вычислительного эксперимента по определению осевой нагрузки, изгиба и момента при бурении скважины. Из рис.5 видно, что потеря осевой (синусоидальный изгиб) и пространственной (спиральной) устойчивости (рис.5, а) происходит в верхнем интервале от 100 до 1000 м, а также в нижнем интервале от 4600 до 4700 м – в месте снижения зенитного угла (при переходе от наклонно прямолинейного на искривленный участок) [12]. За счет потери устойчивости в местах перехода траектории профиля от искривленного участка к наклонно прямолинейному момент на верхнем приводе составляет более 50 кН·м, что практически соответствует 80 % предела прочности материала бурильных труб на скручивание.

Наличие сложно построенных профилей скважин, содержащих протяженные наклонно прямолинейные участки, которые в свою очередь сопряжены с искривленными участками набора и снижения зенитного угла с итенсивностью от 0,5 до 2,5 град. приводят к потере устойчивости БК, аварийным ситуациям с КНБК.

Анализ результатов исследований эксплуатации роторных управляемых систем показал, что при работе с частотой вращения верхнего привода от 120 до 125 об/мин происходит наступление

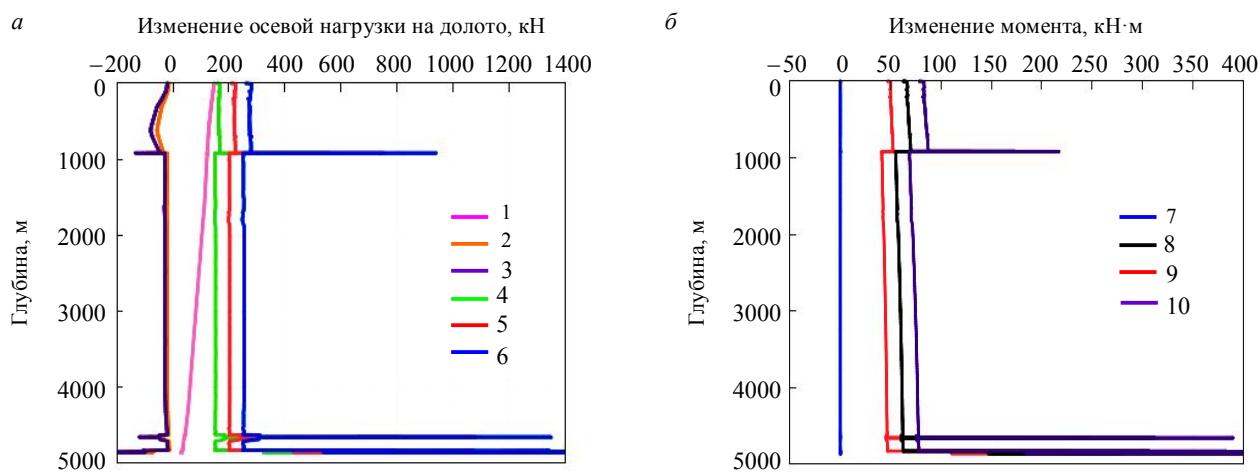


Рис.5. Напряжения изгиба (а) и момента (б) при бурении скважины

1 – осевая нагрузка; 2 – синусоидальный изгиб; 3 – спиральный изгиб; 4 – 60% от предела прочности материала на изгиб; 5 – 80% от предела прочности материала на изгиб; 6 – предел прочности материала на изгиб; 7 – момент; 8 – 80% от предела прочности на скручивание; 9 – 60% от предела прочности на скручивание; 10 – предел прочности материала на скручивание

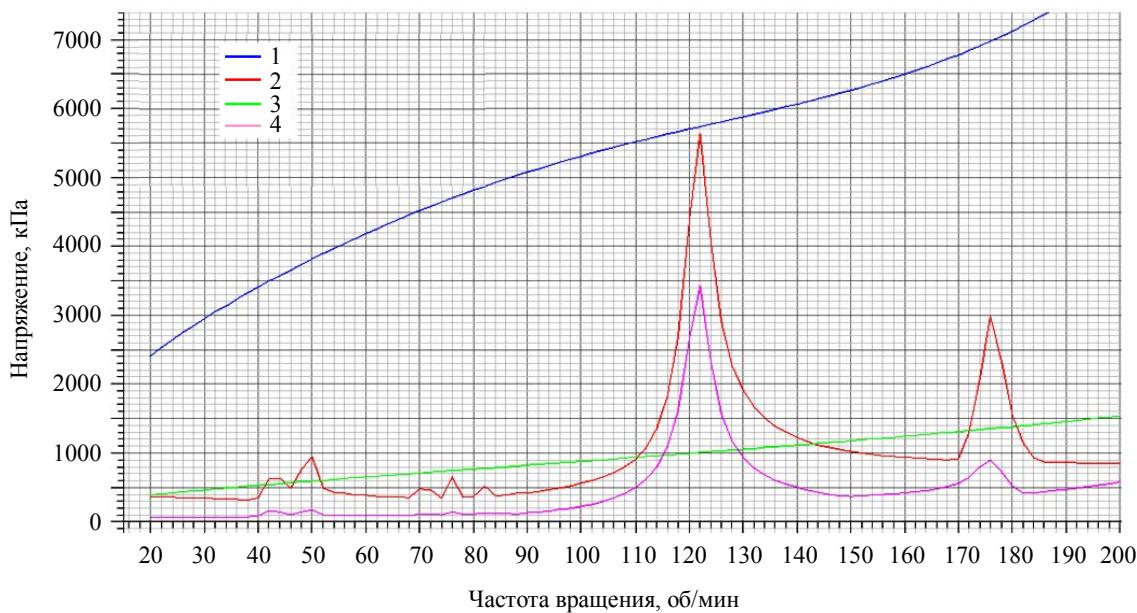


Рис.6. Зависимость напряжений в КНБК при различных частотах вращения БК

1 – осевое напряжение; 2 – изгибающее; 3 – скручающее; 4 – срезающее

резонанса (рис.6). В данном диапазоне частот будет максимальное влияние изгибающих напряжений (поперечные колебания) и срезающих колебаний (перекашивающий момент). Основной источник колебаний связан с жесткой нижней частью КНБК [11, 13], расположенной на расстоянии до 20 м от долота.

Второй пик резонанса приходится на диапазон значений частоты вращения от 170 до 180 об/мин. В этом случае колебания связаны с участком КНБК от 30 до 150 м от долота, что соответствует секции толстостенных бурильных труб (ТБТ) диаметром 140 мм. Одним из вариантов снижения величины напряжений может быть исключение данной секции ТБТ из нижней части КНБК и установка их выше 200-300 м от долота на уровне расположения ударного противоприхватного механизма типа ЯСС. Кроме того, изменение вторых пиковых значений резонанса возможно снижением частоты вращения колонны до 160 об/мин или увеличением более 185 об/мин. Однако увеличение частоты более 185 об/мин ограничено техническими характеристиками существующих систем верхнего привода.



## Выводы

1. Наблюдаемые экстремумы крутильных колебаний представлены действием наибольших изгибающих и срезающих напряжений. В данной системе бурильной колонны и КНБК формируются автоколебания, приводящие к невозможности оперативной корректировки азимутальных и зенитных углов.

2. Увеличение амплитуды крутильных колебаний может привести к авариям в нижней части КНБК. Изменение жесткости КНБК, например с помощью свойств материалов инструмента, длиной или диаметральными соотношениями бурильных труб частично может решить данную проблему и позволит увеличить диапазон параметров частоты вращения верхнего привода от 120 до 140 об/мин. При этом управляемость КНБК снизится, а также увеличится риск прихватов колонны и желобообразование.

3. Оптимизацию частот вращения бурильной колонны необходимо осуществлять индивидуально для каждой рассматриваемой скважины с учетом траектории ее профиля, свойств горных пород, реологии бурового раствора и других основных технических характеристик динамически активных систем.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Александров М.М. Силы сопротивления при движении труб в скважине. М.: Недра, 1978. 208 с.
2. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А.С.Повалихин, А.Г.Калинин, С.Н.Бастриков, К.М.Солодкий. М.: ЦентрЛитНефтеГаз. 2011. 647 с.
3. Габзалиева А.Х. Уменьшение затрат энергии от снижения коэффициентов трения при вращении колонны ротором / А.Х.Габзалиева, Р.А.Янтурин, А.Ш.Янтурин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. № 4. С. 7-10.
4. Двойников М.В. Технические и технологические решения, обеспечивающие устойчивую работу винтового забойного двигателя / М.В.Двойников, Ю.Д.Мураев // Записки Горного института. 2016. Т. 218. С. 198-205.
5. Разработка универсального матобеспечения для моделирования динамики колонны труб / В.С.Тихонов, А.И.Сафонов, Х.Р.Валиуллин и др. // SPE-171280-RU.
6. Сароян А.Е. Теория и практика работы бурильной колонны. М.: Недра, 1990. 263 с.
7. Шевченко И.А. Развитие технологии управляемого роторного бурения при строительстве скважин с субгоризонтальным профилем // Технические науки в России и за рубежом: Материалы III Междунар. науч. конф. М.: Буки-Веди, 2014. С. 112-114.
8. Юнин Е.К. Динамика глубокого бурения / Е.К.Юнин, В.К.Хегай. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2004. 286 с.
9. Vigheto R. Total drills extended-reach record in Tierra del Fu-ego / R.Vigheto, M.Naegel, E.Pradie // Oil & Gas Journal. 1999. May 17. P. 51-56.
10. Dvoynikov M.V. Survey results of series-produced downhole drilling motors and technical solutions in motor design improvement / M.V.Dvoynikov, P.A.Blinov // International Journal of Applied Engineering Research. 2016. Vol. 11. Iss. 10. P. 7034-7039.
11. Dvoynikov M.V. Technology of oil and gas wells drilling by downhole drilling motors. LAP LAMBERT Academic Publishing ist ein Imprint der/is a trademark of OmniScriptum GmbH & Co. KG. Saarbrücken: Heinrich-Böcking-Str., 2013. P. 18-29.
12. Liu X.H. Downhole Propulsion/Steering Mechanism for Wellbore Trajectory Control in Directional Drilling / X.H.Liu, Y.H.Liu, D.Feng // Applied Mechanics and Materials. 2013. Vol. 318. P. 185-190.
13. Zheng S.J. Calculation Method for WOB Conducting of Directional Well / S.J.Zheng, Z.Q.Huang, H.J.A.Wu // Applied Mechanics and Materials. 2013. Vol. 318. P. 196-199.

**Автор М.В.Двойников**, д-р техн. наук, профессор, dvoinik72@gmail.com. (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия).

Статья принята к публикации 10.10.2016.