

УДК 622.248.9

ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ИСКРИВЛЕНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ НА КОЛЕБАТЕЛЬНЫЕ ПРОЦЕССЫ КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

© 2017 М.Ф. Залаяев, В.У. Ямалиев

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Статья поступила в редакцию 17.03.2017

Статья посвящена исследованию вибронагруженности бурильного инструмента в забойных условиях. Рассмотрены экспериментальные и промысловые данные, показывающие зависимость виброактивности компоновки низа бурильной колонны от пространственной искривленности ствола скважины и методы ее снижения.

Ключевые слова: *бурильная колонна, компоновка, крутильная вибрация, боковая вибрация, forward whirl, chaotic whirl, backward whirl*

В последние годы нефтегазовые компании России обеспечивают увеличение объемов добычи нефти и газа за счет наклонно-направленного и горизонтального бурения. В связи с истощением нефтяных месторождений, увеличения дебита и коэффициента нефтеизвлечения, нефтедобывающие компании выбирают все более сложные траектории скважин, бурение которых связано с определенными трудностями. Основные проблемы при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин с помощью винтовых забойных двигателей (ВЗД) связаны с бурением в режиме слайдирования, при котором компоновка низа бурильной колонны (КНБК) не вращается. В скважинах с большим отходом от вертикали, силы трения могут превысить осевую нагрузку и ее будет недостаточно для продвижения бурильного инструмента к забою скважины, что приведет к подвисанию всей КНБК и дальнейшее бурение становится невозможным [1-5].

Эти проблемы были решены путем создания роторной управляемой системы (РУС), в процессе наклонно-направленного бурения бурильная колонна (БК) вращается непрерывно и исключает режим слайдирования. При этом КНБК подвергается интенсивным вибрациям за счет постоянного вращения. Колебательные процессы бурильного инструмента снижают стойкость долота, сокращают срок службы элементов бурильной колонны, приводят к выходу из строя РУС и ухудшению качества сигнала телеметрических систем. Динамическое взаимодействие КНБК с забоем в процессе деформирования и разрушения горной породы приводит к сложным явлениям, зависящие от многих факторов, основным из которых являются продольные, боковые и крутильные колебания БК. Исходя из информации, полученной при помощи телеметрических систем во время бурения скважин, основным источником повреждения элементов КНБК являются боковые и крутильные вибрации [6, 7].

Крутильная вибрация возникает в результате неравномерного вращения БК. Неудовлетворительные смазочные свойства бурового раствора, высокие значения коэффициента трения между элементами КНБК и горной породой, использование долот с агрессивным вооружением приводят к возникновению крутильной вибрации с большой амплитудой. При этом возможны заклинивание и проворачивание компоновки – кратковременные остановки вращения долота и КНБК с последующим резким увеличением частоты вращения КНБК до опасных значений. Обратное вращение долота и всей компоновки при возникновении крутильной вибрации может привести к отвороту и оставлению бурильного инструмента в скважине.

Боковые (изгибные) колебания БК и КНБК, вызванные действием на них изменяющихся во времени нормальных и касательных сил контактного и фрикционного взаимодействия со стенками скважин, являются наиболее сложным динамическим процессом. Для более глубокого понимания и изучения боковых (изгибных) вибраций, возникающих при вращении БК и бурения с помощью РУС в горизонтальных скважинах, был изготовлен экспериментальный стенд (рис. 1). Стенд представляет из себя жестко закрепленные к полу рамы с отверстием ($\varnothing 70$ мм), электродвигатель с редуктором, выполняющий роль привода, и полу трубу диаметром 42,3 мм. Соотношение диаметра отверстий на раме и диаметра экспериментальной трубы пропорционально диаметру скважины 142,9 мм и диаметру БК 89 мм при бурении хвостовика на скважинах Термокарстового газоконденсатного месторождения, частота вращения бурильной трубы соответствует частоте вращения РУС – 140 об/мин. Для измерения вибрации на раме закреплен магнитный датчик виброанализатора «Топаз-В». Вся полученная информация оперативно передается и сохраняется на персональном компьютере (ПК). Изменяя высоту рамы 4, имитировалось изменение искривления ствола скважины, и соответственно, замерялись вибрационные характеристики колебания бурильной трубы.

Залаяев Марат Фаварисович, аспирант. E-mail: marat1986zalyaev@gmail.com

Ямалиев Виль Узбекович, доктор технических наук, профессор кафедры «Нефтегазопромысловое оборудование». E-mail: vilyzich@yandex.ru

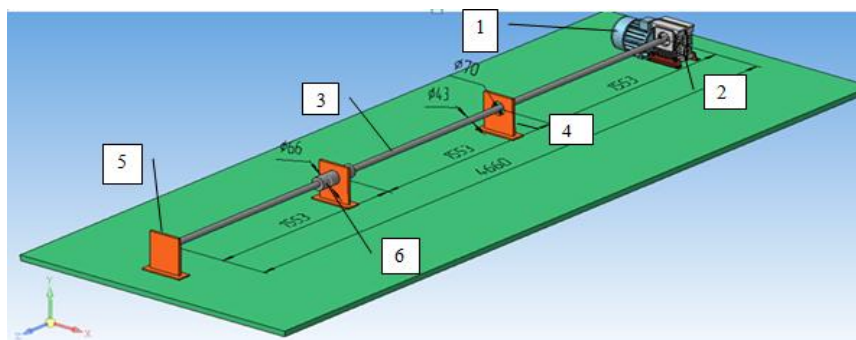


Рис.1. Схема экспериментального стенда для измерения вибрации БК:
1 – асинхронный электродвигатель; 2 – редуктор; 3 – труба $\varnothing 42,3$ мм; 4 – рама с отверстием $\varnothing 70$ мм; 5 – рама опорная; 6-центратор диаметром $\varnothing 66$ мм

В начале стендовые испытания проходили без включения в компоновку центратора, в ходе которых были получены следующие результаты, представленные в виде графиков (рис. 2-4), характеризующие изменение виброактивности буровой трубы при различных значениях радиуса кривизны скважины. Анализируя графики изменения амплитуд виброускорений зафиксированных прибором «Топаз-В» видно, что при уменьшении радиуса кривизны скважины происходит резкое

увеличение амплитуды виброускорения и частоты вибрации буровой трубы. При вращении буровой трубы на прямолинейном участке скважины амплитуда виброускорения соответствовала значениям $A=15-55$ м/с², при частоте вибрации 82 Гц. Далее за счет изменения высоты рамы увеличивали значение кривизны ствола скважины, амплитуда виброускорения соответствовала значениям $A=70-275$ м/с², при частоте вибрации 205 Гц.

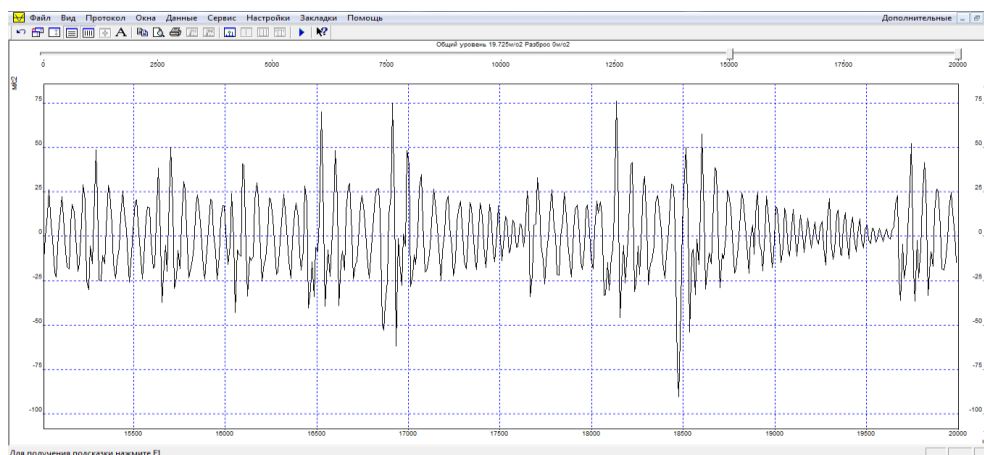


Рис.2. Амплитуда виброускорений буровой трубы на прямолинейном участке скважины

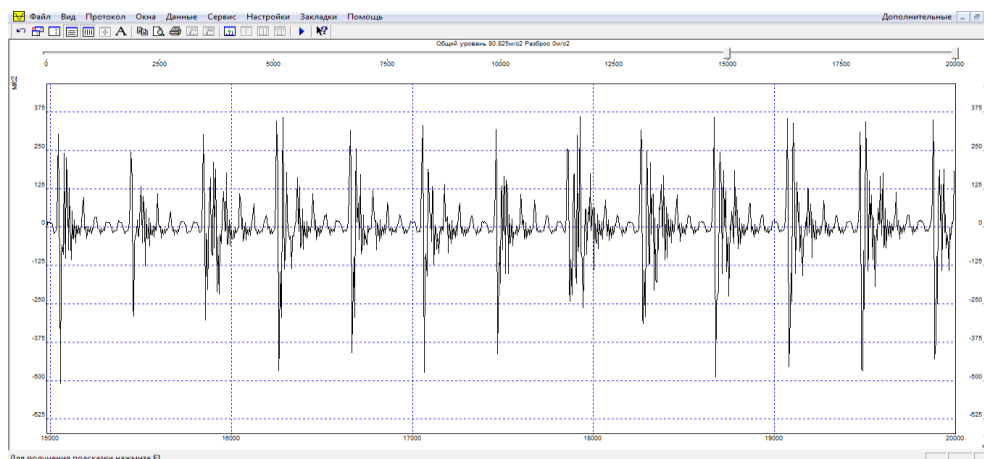


Рис. 3. Амплитуда виброускорений буровой трубы на искривленном участке скважины с радиусом кривизны $R=120$ м

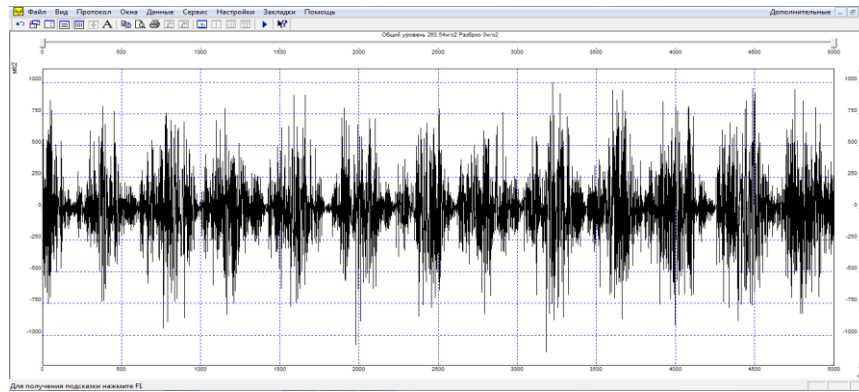


Рис. 4. Амплитуда виброускорений бурильной трубы на искривленном участке скважины с радиусом кривизны $R=72$ м

Вибрационные параметры бурильной трубы при вращении на искривленном участке ствола скважины с радиусом кривизны $R=72$ м составили: частота колебаний 435 Гц, амплитуда колебаний виброускорения $A=150-700$ м/с². Данное явление увеличения амплитуды виброускорения при увеличении кривизны скважины можно объяснить тем, что геометрический центр трубы, вращаясь вокруг осевой линии скважины за счет изгиба бурильной трубы и влияния центробежной силы, увеличивал количества контактов бурильной трубы со стенками скважины. При минимальном радиусе кривизны ствола скважины ($R=72$ м) взаимодействие трубы со «стенками скважин» происходило в виде ударов, тогда как на прямолинейном участке ствола скважины контакт трубы происходил как скольжение

трубы по краям отверстий, что характерно для модели движения «forward whirl». Данная модель описывается более покатым движением, ось трубы совершает вращательное движение в том же направлении, что и направление движения бурильной трубы (рис. 5а). Максимальная виброактивность трубы возникала вследствие вращения ее в режиме «chaotic whirl» (рис. 5б). В данном режиме бурильная труба двигалась в хаотичном направлении, моменты взаимного контакта трубы с рамой являлись источником возбуждения дополнительных вынужденных колебаний. На рис. 5 представлены режимы вращения трубы, светлой стрелкой указано направление вращения трубы, темной стрелкой – направление движения центра трубы [8-10].

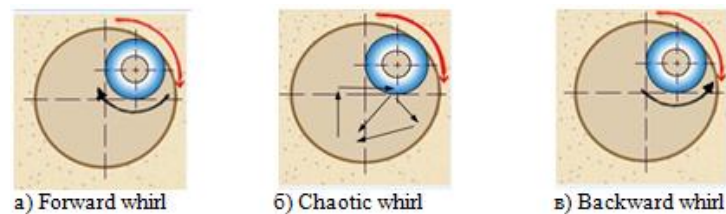


Рис. 5. Режимы вращения бурильной трубы

«Forward whirl» - это колебания оси трубы в плоскости, перпендикулярной оси вращения. Центр вращающегося вала сам движется по окружности с некоторой скоростью, направление его движения совпадает с направлением вращения трубы. Движение центра трубы в различных направлениях и постоянная их смена характерна для режима «chaotic whirl». Эффект, при котором ось трубы движется по окружности, но в направлении обратном вращению, называемый «backward whirl», при проведении эксперимента не наблюдался (рис. 5в).

За счет увеличения пространственной искривленности ствола скважины и динамическом взаимодействии БК со стенками скважин происходит возбуждение боковых колебаний КНБК и БК. Если БК подвергается воздействию изгибных колебаний, возникающих во время её вращения в режиме «forward whirl», то амплитуда этих колебаний

меньше некоторого критического значения. При определенных значениях пространственной искривленности ствола скважины, режим вращения БК переходит из «forward whirl» в «chaotic whirl» и при достижении равенства соотношений между возмущающей частотой и частотой собственных колебаний КНБК и БК, система становится динамически неустойчивой, т.е. возникают изгибные колебания, амплитуда которых быстро возрастает. Это приводит к возникновению боковых колебаний БК и может привести к резонансу.

Увеличение пространственного искривления ствола скважины при одинаковом количестве оборотов бурильной трубы приводит к увеличению амплитуды виброускорения и частоты контакта бурильной трубы со стенками скважины. Данные предположения были подтверждены при анализе промышленных данных, полученных при бурении

скважин на Термокарстовом месторождении (рис. 6). Как видно из рис. 6 при бурении интервала с низкой пространственной интенсивностью искривления ствола скважины амплитуда виброускорений

КНБК снижалась, увеличение искривления ствола скважины являлось источником возникновения колебаний высокой амплитуды.

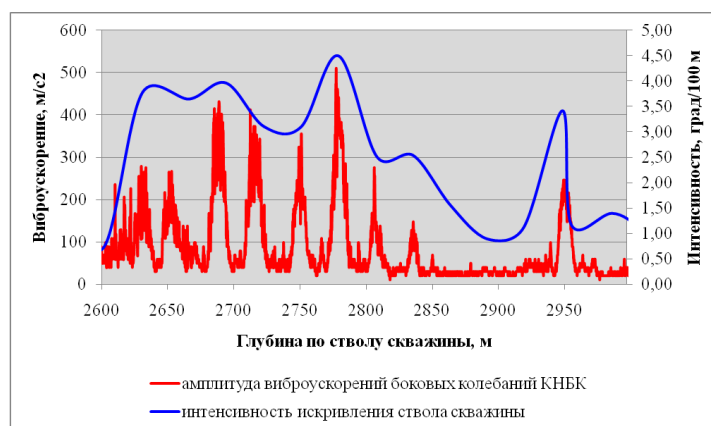


Рис. 6. Результаты измерений вибрации КНБК и интенсивности пространственного искривления ствола скважины при бурении скважины №102 Термокарстового газоконденсатного месторождения

Для снижения амплитуды боковых колебаний при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин в направляющий участок КНБК, предлагается включить центрирующий элемент. На экспериментальном стенде (рис. 1) была осуществлена оценка эффективности применения центрирующего элемента в КНБК. Испытания проведены аналогично измерениям виброактивности

бурильной трубы при различной кривизне ствола скважины. Испытания показали, что при минимальном радиусе кривизны ствола скважины ($R=72$ м), амплитуда колебаний виброускорения снизилась, интенсивность и сила ударов стала незначительной (рис. 7). Амплитуда виброускорения соответствовала значениям $A=70-300$ м/с², при частоте вибрации 204 Гц.

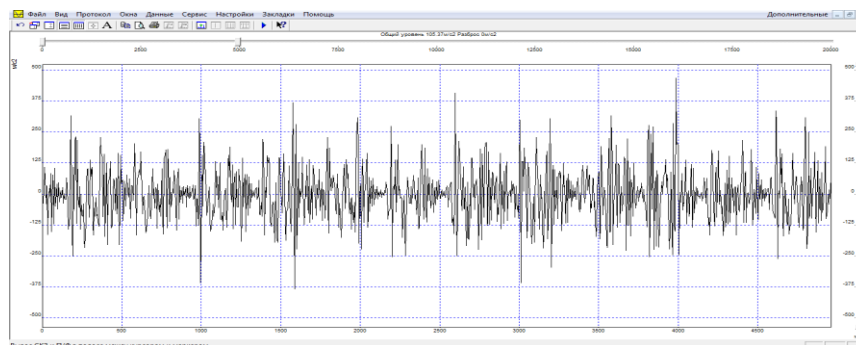


Рис. 7. Амплитуда виброускорения бурильной трубы с установленным центратором при бурении искривленного участка скважины с радиусом кривизны $R=72$ м

Результаты стендовых испытаний позволили установить зависимости между виброускорением бурильной трубы и кривизной скважины, которые представлены на рис. 8. Как показывают результаты измерений, максимальная амплитуда боковых колебаний бурильной трубы при установке центрирующего элемента снизилась более, чем в 2 раза, что свидетельствует об эффективном снижении вибронегативности бурильного инструмента, включение в конструкцию центрирующего элемента придаст устойчивость БК и КНБК.

Исходя из результатов проведенных стендовых испытаний, для решения проблемы связанной с высокой виброактивностью КНБК разработана конструкция виброгасителя-центратора, опытный

вариант которой представлен на рис. 9. На рис. 10 представлена схема установки виброгасителя-центратора в БК. В интервалах набора кривизны касание стенок скважины происходит не бурильными трубами, а центрирующим элементом виброгасителя-центратора. За счет наличия набора подшипников, центрирующий элемент не вращается, остается неподвижным и снижает силу сопротивления вращению бурильных труб при контакте со стенками скважины. Это позволит БК вращаться без резкого роста крутящего момента и приведет к снижению боковых колебаний. За счет уменьшения сил сопротивления вращению БК, компоновка менее подвержена эффекту stick/slip motion и возникновению крутильных колебаний.

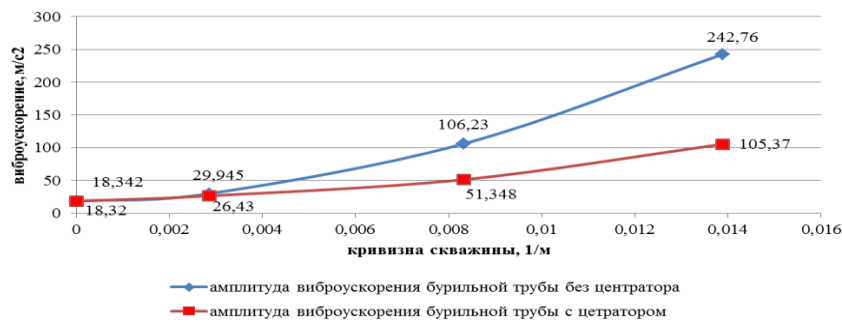


Рис. 8. Зависимость амплитуды виброускорения буровой трубы от кривизны ствола скважины при различной КНБК

Исходя из результатов проведенных стендовых испытаний, для решения проблемы связанной с высокой виброактивностью КНБК разработана конструкция виброгасителя-центратора, опытный вариант которой представлен на рис. 9. На рис. 10 представлена схема установки виброгасителя-центратора в БК. В интервалах набора кривизны касание стенок скважины происходит не буровыми трубами, а центрирующим элементом виброгасителя-центратора. За счет наличия набора подшипников, центрирующий элемент не вращается, остается неподвижным и снижает силу сопротивления вращению буровых труб при контакте со стенками скважины. Это позволит БК вращаться без резкого роста крутящего момента и приведет к снижению боковых колебаний. За счет уменьшения сил сопротивления вращению БК, компоновка менее подвержена эффекту stick/slip motion и возникновению крутильных колебаний.

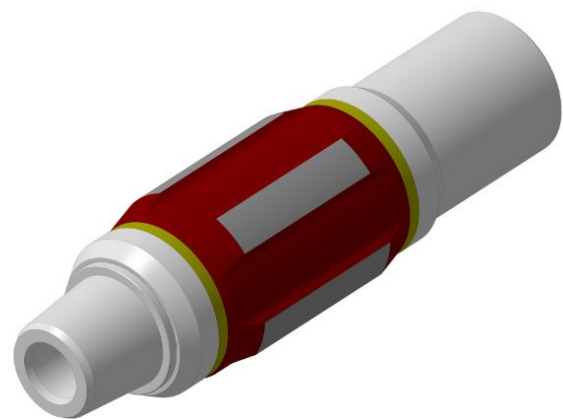


Рис.9. Опытная конструкция виброгасителя-центратора для снижения боковой и крутильной вибрации БК

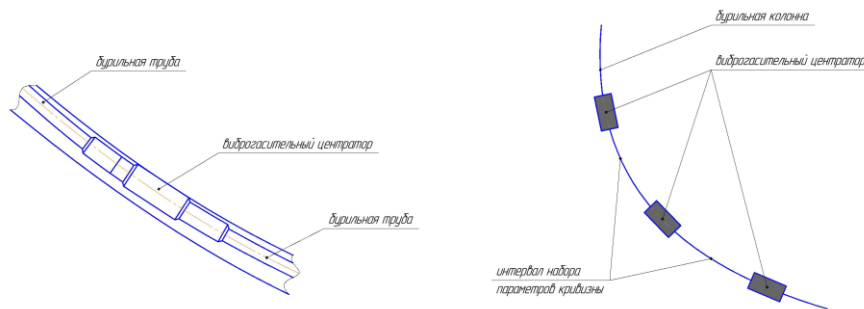


Рис.10. Схема установки виброгасителя-центратора в БК

Выводы:

1. при увеличении интенсивности искривления ствола скважины происходит изменение в режиме вращения буровой трубы (forward whirl, chaotic whirl) при постоянной скорости вращения ротора. Взаимодействие бурового инструмента со стенками скважины при критических значениях изменения пространственной интенсивности искривления ствола скважины приводит КНБК в режим вращения «chaotic whirl». Эта форма кручения характеризуется созданием высокоамплитудных и высокочастотных колебаний, приводящих к аварийному износу и разрушению элементов КНБК. Такой режим работы БК крайне нежелателен,

определить же характер вращения КНБК и БК практически невозможно. Резкое увеличение амплитуды колебаний при контроле уровня вибрации во время бурения скважины и оценка износа оборудования после подъема КНБК могут свидетельствовать о хаотичном кручении забойного инструмента.

2. Установлено, что применение центрирующего элемента снижает амплитуду боковых колебаний буровой трубы более, чем в 2 раза. При вращении буровой трубы без центратора в искривленном стволе скважины с радиусом кривизны 72 м среднее значение амплитуды колебания виброускорения составило 242,76 м/с², частота колебаний 435 Гц. Включение в компоновку центрирующего элемента

снизило амплитуду виброускорения до 105,37 м/с², частоту колебаний до 204 Гц.

3. Для снижения амплитуды боковой и крутильной вибрации и предотвращения вращения буровой колонны в режиме «chaotic whirl» предлагается на этапе расчета и проектирования 3D-профиля скважины с высокой интенсивностью искривления ствола скважины включать в компоновку виброгаситель-центратор.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Ишемгузин, И.Е. Диагностирование объектов нефтегазодобычи при случайных колебаниях технологических параметров бурения / И.Е. Ишемгузин, В.У. Ямалиев, Е.И. Ишемгузин // Нефтегазовое дело. 2011. Т. 9, №3. С.17-20.
2. Патент №2182659 РФ. Способ определения работоспособности породоразрушающего инструмента / А.Х. Мирзаджанзаде, В.У. Ямалиев, М.М. Хасанов и др. – Оpubл. 2002, Бюл. №28.
3. Ямалиев, В.У. О возможности распознавания технических состояний глубинного бурового оборудования / В.У. Ямалиев, Э.Ш. Имаева, Т.Р. Салахов // Нефтегазовое дело. 2005. № 3. С. 127-132.
4. V. Iamaliyev. About the deep drilling equipment technical condition recognition method / V. Iamaliyev, E. Imaeva, T. Salakhov // Нефтегазовое дело. 2009. №1. Р. 27.
5. Патент № 2183266 РФ. Способ определения работоспособности породоразрушающего инструмента / В.У. Ямалиев, А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов и др. – Оpubл. 10.06.2002.
6. Ямалиев, В.У. Алгоритм оценки корреляционной функции при диагностировании глубинного оборудования / В.У. Ямалиев и др. // Научно-технические достижения и передовой опыт в нефтегазовой промышленности. сб. науч. тр. – Уфа, УГНТУ, 1999. С. 190-193.
7. Salakhov, T.R. A field-proven methodology for real-time drill bit condition assessment and drilling performance optimization / T.R. Salakhov, V.U. Yamaliyev, V. Dubinsky – SPE Russian oil and gas technical conference and exhibition 2008. – 2008. P.281-288.
8. Shock and vibration technology-based training. Version 2.1.1.
9. Залаяев, М.Ф. О необходимости учета вибрации при конструировании элементов буровой колонны / М.Ф. Залаяев, В.У. Ямалиев, Е.М. Абуталипова, А.Н. Авренюк // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2016. № 9. С. 45-48.
10. M.F. Zalyaev On the need to take into account vibrations when designing the elements of the drillstring / M.F. Zalyaev, V.U. Yamaliyev, E.M. Abutalipova, A.N. Avrenyuk // Chemical and Petroleum Engineering. 2017. Vol. 53, No. 9-10. P. 647-652.

RESEARCHES THE INFLUENCE OF DOGLEG SEVERITY OF THE WELL TRUNK ON OSCILLATING PROCESSES OF CONFIGURATION OF DRILLSTRING BOTTOM

© 2017 M.F. Zalyaev, V.U. Yamaliyev

Ufa State Petroleum Technical University

The paper is devoted to research the vibroloading of the drilling tool in bottomhole conditions. The experimental and field data showing dependence of vibroactivity of drillstring bottom configuration on a space bend of a well trunk and methods of its decrease are considered.

Key words: *drillstring, configuration, torsional ibration, lateral vibration, forward whirl, chaotic whirl, backward whirl*