

Анализ процесса бурения турбобуром в условиях возникновения резонанса

В. В. СУНЦОВ – инженер ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет»
С. Ф. ЗАЙКИН – к.т.н., доцент кафедры Физики и высшей математики ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет»

При бурении скважин шарошечными долотами при некоторых режимах бурения возникают продольные и крутильные резонансные колебания, связанные с возникновением стоячих волн в компоновке низа бурильной колонны (КНБК), в состав которой входят утяжеленные бурильные трубы (УБТ) и турбобур с долотом при турбинном бурении. Разница площадей поперечного сечения КНБК и ЛБТ (легкие бурильные трубы) значительна, поэтому большая часть энергии упругих волн, образующихся при работе бурового долота, отражается на границе УБТ и ЛБТ, что при определенных условиях приводит к образованию стоячей волны в КНБК. При использовании труб из алюминиевых сплавов отражение энергии происходит более интенсивно вследствие разности плотностей алюминиевого сплава и стали. Поэтому для выяснения условий образования стоячей волны верхний конец КНБК допустимо рассматривать как свободный.

При роторном бурении в резонансных режимах реактивные сопротивления (импедансы) продольных и крутильных волн в точке их сопряжения (в точке контакта долота с забоем скважины) согласованы друг с другом, и эти волны уравновешивают друг друга. При этом важно учитывать, что указанные сопротивления могут видоизменяться в зависимости от конструктивного исполнения шарошечных буровых долот, а также их систем промывки. Активное сопротивление трения преодолевается активной силой, создаваемой вращением ротора. Все эти факторы так или иначе влияют на эффективность разрушения горной породы буровым долотом.

При бурении ротором выражения (1) и (2) описывают как смещение долота, так и смещение низа КНБК, потому что долото соединено с КНБК жестко и имеют постоянную составляющую угловой скорости (частоты) вращения, задаваемую ротором буровой установки.

$$X = 1t - 0,971 \sin t, \quad (1)$$

$$Y = -0,239 \cos t, \quad (2)$$

1. В том случае, когда дробные части длин четвертей продольной и крутильной волн, укладываемые на длине КНБК, в сумме равны единице, возникает явление резонанса в КНБК независимо от того, каким способом осуществляется бурение: ротором или турбиной.

2. Так как при бурении ротором невозможны резонансные явления с четным числом суммы четвертей длин волн, укладываемых на длине КНБК, а при бурении турбиной возможны, то это означает, что частота резонансных явлений при бурении турбиной ориентировочно в два раза выше, чем при бурении ротором.

Разберемся в соотношениях постоянных и переменных составляющих параметров турбобура (момента вращения и угловой скорости ротора).

На рис.1 изображена типовая моментная характеристика турбобура. Максимальные значения частоты вращения (угловой скорости) и момента приняты равными двум условным единицам.

Статор стоит неподвижно относительно окружающей среды. Ротор при разных моментах имеет различную частоту вращения относительно статора. Если к ротору не приложен момент силы ($M = 0$, холостой ход), то частота вращения максимальна и равна двум условным единицам. Если момент на валу максимален, равен 2-м условным единицам или более турбобур находится в заторможенном состоянии, $N = 0$. Обычно рабочую точку выбирают на середине характеристики. При прочих равных условиях в этом режиме турбобур имеет максимальный КПД. Чем больше частота вращения ротора отличается от рабочей точки, тем больше отличается момент вращения на валу турбобура от момента в рабочей точке.

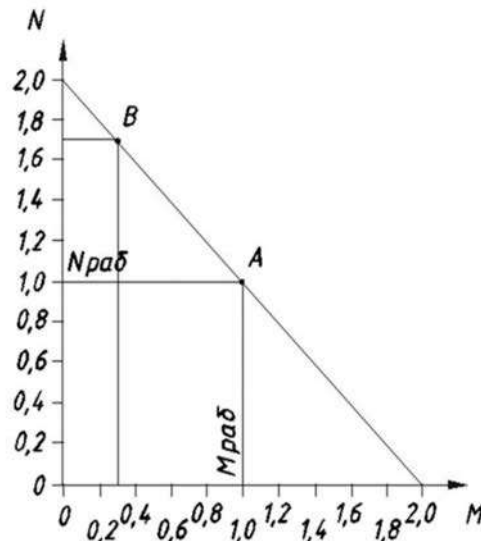


Рис. 1. Типовая моментная характеристика турбобура

Это относится и к переменным, составляющим при их возникновении. Чем больше амплитуда переменной составляющей угловой скорости ротора, тем больше амплитуда переменной составляющей момента. Если рабочая точка лежит на середине моментной характеристики, например, в точке А на рис. 1, то амплитуды переменных составляющих угловой скорости и момента могут достигать половины их максимальных постоянных значений, как на рис. 2, фрагмент «а»), то есть равны одной условной единице измерения. Если рабочая точка сдвинута от середины моментной характеристики, например, в точку В на рис. 1, то амплитуды переменных составляющих угловой скорости и момента ограничиваются, как на рис. 2, фрагмент «б»). В сумме постоянная составляющая и переменная составляющая, как момента, так и скорости не могут выходить за пределы 0,0–2,0 условных единиц по оси У.

При роторном бурении задаваемыми параметрами являются угловая скорость вращения ротора и осевая нагрузка на долото. Они в принципе могут задаваться независимо друг от друга.

При турбинном бурении эти параметры взаимосвязаны: при увеличении одного – другой уменьшается, и наоборот. Сумма постоянной составляющей и амплитуды переменной составляющей момента в условных единицах не могут быть больше максимального момента $M = 2$, развиваемого турбобуром. Так же и сумма постоянной составляющей и амплитуды скорости вращения долота в условных единицах при образовании стоячей крутильной волны не могут быть больше максимальной скорости $V = 2$, развиваемой турбобуром. Из вышеописанного следует, что наибольшая амплитуда переменных составляющих перемещения, скорости и момента возможна при положении рабочей точки на середине моментной характеристики турбобура.

В литературе по теории и исследованию работы гидравлических турбин авторами не найдены источники, в которых описывались бы процессы, связанные с возникновением резонансных крутильных колебаний. Теория описывает процессы с неподвижным статором и равномерным вращением ротора.

При возникновении крутильных колебаний характер взаимодействия статорной ступени турбины, роторной ступени турбины и рабочей жидкости изменяется. Статор и ротор приобретают переменные составляющие крутильных колебаний, в т.ч. скорости, сопоставимые с постоянной скоростью ротора.

При работе турбобура крутящий момент на роторе создается суммой моментов каждой ступени. Например, в турбобурах типа ЗТСШ1-195 таких ступеней 330, распределенных по длине турбобура (это примерно 22 метра без шпинделя), что соизмеримо с длиной крутильной волны. Поэтому турбобур необходимо рассматривать как систему с распределенными параметрами.

При «спокойном» (без крутильных колебаний) бурении статор находится неподвижно относительно стенок скважины и имеет постоянный момент скручивания корпуса, ротор (с долотом) движется относительно статора с постоянной частотой вращения и имеет постоянный момент скручивания вдоль оси, в том числе на каждой ступени. Статор и ротор находятся в постоянно скрученном состоянии. Такой режим можно назвать «стационарным». На графике скорость статора совпадает с осью X, а скорость ротора (с долотом) изобразится прямой, параллельной оси X на расстоянии +1 условных единиц. При возникновении крутильной стоячей волны в условиях бурения скважины ротор и статор приобретают переменные составляющие перемещения, скорости и момента. Это динамический режим. Причем динамические резонансные режимы для компонок с четным и нечетным суммарным количеством четвертей продольных и крутильных волн отличаются.

При нечетной сумме крутильные колебания низа статора и нижнего конца ротора (долота) происходят в фазе и с одинаковыми амплитудами. При этом переменная составляющая скорости нижнего конца ротора (долота) совпадает по фазе с переменной составляющей активной силы сопротивления при движении долота по забою и со скоростью нижнего конца КНБК.

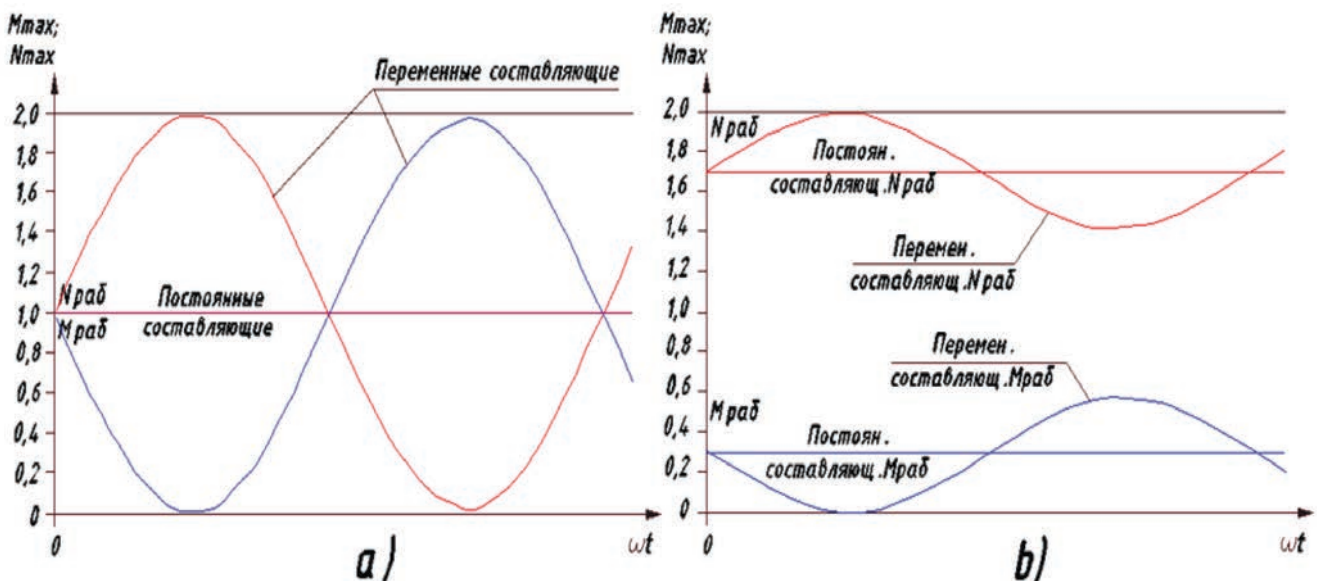


Рис. 2. Зависимость переменных составляющих момента и частоты вращения от выбора рабочей точки



При четной сумме четвертей волн колебания ротора и статора (в том числе на каждой ступени) происходят со сдвигом фаз $\pi/2$ (900) и имеют разные амплитуды. Причем скорость нижнего конца КНБК (статора турбобура) сдвинута по фазе относительно переменной составляющей активной силы сопротивления при движении долота по забою на $\pi/2$ (900).

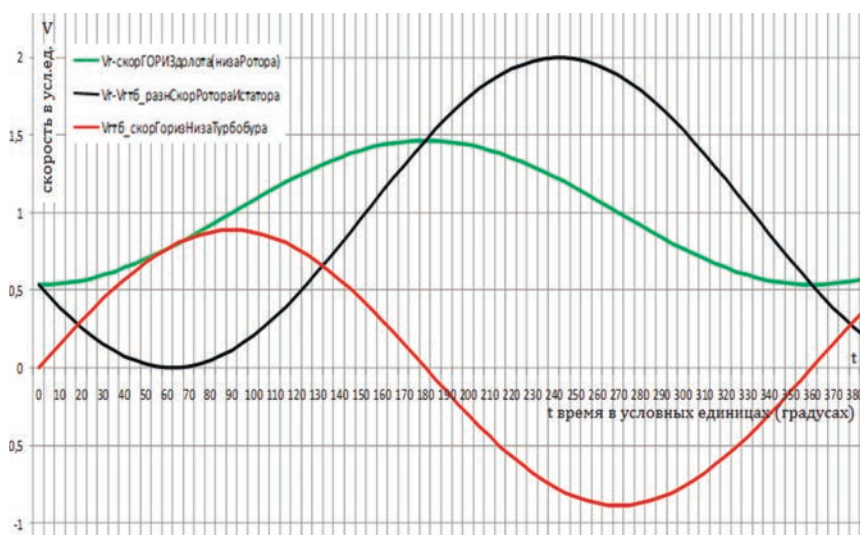


Рис. 3. Диаграммы скорости нижней ступени ротора V_r , скорости нижней ступени статора $V_{гтб}$ и их разности при образовании системы продольной и крутильной стоячих волн в КНБК при общем количестве четвертей волн, равном шести ($6/4 \lambda$), при турбинном бурении

При этом оба режима могут возникать на одном и том же турбобуре со ступенями одного типа. На рис.3 приведены диаграммы скорости нижней ступени ротора V_r , скорости нижней ступени статора $V_{гтб}$ и их разности при образовании системы продольной и крутильной стоячих волн в КНБК при общем количестве четвертей волн, равном шести ($6/4 \lambda$), при турбинном бурении.

Коэффициенты амплитуд для нижней ступени турбобура приняты следующими:

$$\sin L_c = \sin 332,3^\circ = -0,465 \quad \text{для } V_c \text{ (ротор)}$$

$$\cos L_{гтб} = \cos 332,3^\circ = 0,885 \quad \text{для } V_{гтб} \text{ (статор)}$$

тогда:

$$V_c = 1 - \sin 332,3^\circ \cos t = 1 - 0,465 \cos t;$$

$$V_{гтб} = \cos 332,3^\circ \sin t = 0,885 \sin t$$

На рис. 3 видно, что в момент времени $t = 62,30$ (в условных единицах времени) разность скоростей нижней роторной ступени и нижней статорной ступени равна нулю и момент силы также равен нулю. В момент времени $t = 242,30$ момент силы максимален и равен двум условным единицам. Таким образом нижняя ступень турбобура вносит свой вклад ($1/330$ часть) в общий момент турбобура.

Каждая ступень турбобура возбуждает волну в статоре и роторе. На рис. 3 приведены графики для нижней ступени турбобура, расположенной на расстоянии 332,30 (условных единиц длины) от верха КНБК. На рис. 4 приведены аналогичные графики для ступени турбобура, расположенной на расстоянии 3000 (условных единиц длины) от верха КНБК, то есть эта ступень находится выше нижней ступени на 32,30 (усл. единиц длины).

Коэффициенты амплитуд для этой ступени турбобура:

$$\sin L_c = \sin 300^\circ = -0,866 \quad \text{для } V_c \text{ (ротор)}$$

$$\cos L_{гтб} = \cos 300^\circ = 0,5 \quad \text{для } V_{гтб} \text{ (статор)}$$

тогда:

$$V_c = 1 - \sin 300^\circ \cos t = 1 - 0,866 \cos t;$$

$$V_{гтб} = \cos 300^\circ \sin t = 0,5 \sin t$$

На этом рисунке в момент времени $t = 300$ (в условных единицах времени) разность скоростей нижней роторной ступени и нижней статорной ступени равна нулю и момент силы также равен нулю. В момент времени $t = 2100$ момент силы максимален и равен двум условным единицам. Видим, что графики разности скоростей на рис. 4 опережают по времени аналогичные графики на рис. 3 на 32,30 в условных единицах времени.

Следовательно, волна, возбуждаемая на этой ступени, пробегает расстояние 32,30 (в условных единицах длины) до нижней ступени за время $t = 32,30$ (в условных единицах времени), и на нижней ступени она совпадает по фазе с колебаниями нижней ступени и складывается с ней. Таким образом, эта ступень вносит свой вклад ($1/330$ часть) в общий момент турбобура.

Таким же образом, на долоте суммируются частные (распределенные) моменты от всех (330) ступеней турбобура. Получается бегущая волна переменной составляющей момента, нарастающая от верхней части к нижней части ротора.

Внешне турбобур ведет себя так, как будто имеет одну ступень на нижнем конце с мощностью, равной мощности всех ступеней.

В моменты времени, когда вращающий момент на ступени турбины равен нулю, разность скоростей статорной и роторной ступени (или их относительная скорость) также равна нулю, и очевидно, что и «равнодействующая скорость» потока рабочей жидкости относительно лопаток, благодаря которой создается крутящий момент, тоже равна нулю. Возникает эффект того, что статорная ступень, роторная ступень и рабочая жидкость в этот момент времени движутся с одинаковыми горизонтальными скоростями относительно друг друга и не действуют друг на друга.

В заторможенном режиме относительная скорость статорной и роторной ступеней также равна нулю, но вращающий момент максимален и «равнодействующая скорость» потока рабочей жидкости относительно лопаток, благодаря которой создается крутящий момент, тоже максимальна.

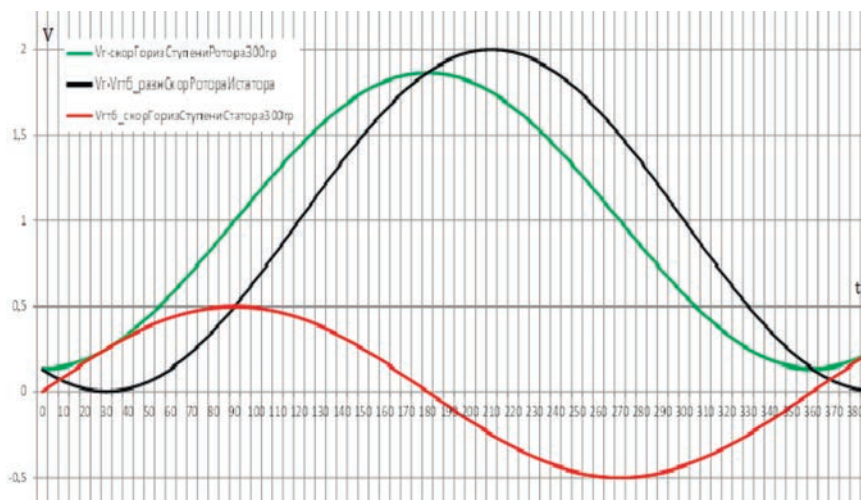


Рис. 4. Диаграммы скорости ротора V_r , скорости статора $V_{гб}$ и их разности на ступени турбобура, расположенной на расстоянии 3000 условных единиц длины от верха КНБК при общем количестве четвертей волн, равном шести ($6/4 \lambda$)

Отсюда следует, что в динамическом режиме крутильных резонансных колебаний турбины характер взаимодействия потока рабочей жидкости с лопатками ступеней значительно отличается от режима без колебаний.

От каждой ступени турбобура волна момента распространяется и к верхнему, свободному концу вала ротора.

На рис. 5 точка D соответствует долоту, а точка V – верхнему концу вала ротора. Волны моментов, возбуждаемые ступенями турбобура в точках $A_1 \dots A_n \dots$ и распространяющиеся к верхнему концу вала, имеют разные фазы, и, как видно на рисунке, их равнодействующая равна нулю, что и должно быть на свободном конце.

На корпус турбобура, где расположена верхняя ступень, действует полный крутящий момент, развиваемый турбобуром.

На корпус, где расположена нижняя ступень, действует момент только нижней ступени ($1/330$ полного момента), сразу за этой ступенью момент на корпусе равен нулю, как и должно быть на свободном конце стержня. Но, например, для компоновки со 128,3 м КНБК в этом месте оканчивается крутильная волна длиной 5,45 условных единиц длины, где коэффициент амплитуды усилия равен не нулю, а имеет расчетное значение:

$$\sin(5,45 \times 90^\circ) = 0,76 \quad (3)$$

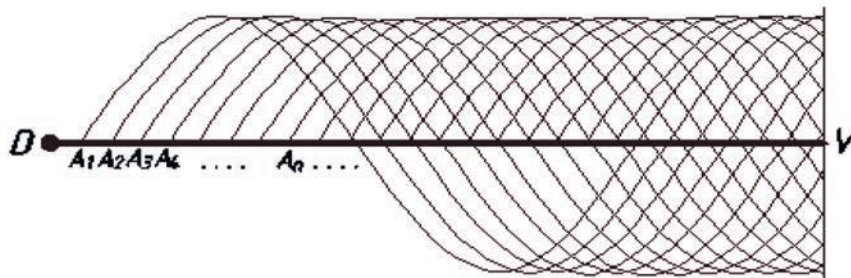


Рис. 5. Распространение крутильных волн от ступеней турбобура к верхнему концу вала ротора

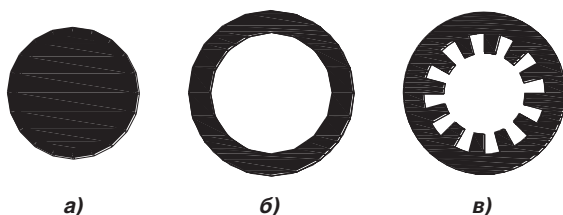


Рис. 6. Виды сечений стержня

Это происходит потому, что каждая ступень турбобура передает свой момент со статора на ротор. На верхней ступени передается ($1/330$ полного момента), и так на каждой ступени. В итоге ниже нижней ступени ротора на него передается момент, соответствующий расчетному значению коэффициента амплитуды усилия (3). В результате момент закручивания на корпусе турбобура уменьшается от верха к низу, а на роторе увеличивается от нуля до максимального, и внешне турбобур ведет себя так, как будто имеет одну ступень на нижнем конце с мощностью, равной мощности всех ступеней.

Явление совместного резонанса продольных и крутильных колебаний возникает независимо от длины ротора турбобура, а резонанс происходит на частоте, соответствующей только общей длине КНБК.

В случае крутильных волн в стержне круглого сплошного сечения, как на рис. 6 а), или круглого кольцеобразного сечения (трубы), как на рис. 6 б), теория дает следующее выражение для скорости звука (по аналогии с (3) для продольных волн):

$$C_{\text{крут}} = \sqrt{\frac{G}{\rho}} \quad (4)$$

где: $C_{\text{крут}}$ – скорость крутильной волны;

G – модуль сдвига материала стержня;

ρ – плотность материала.

Скорость крутильной волны в стальном стержне составляет 3200 м/с.

Модуль сдвига характеризует возвращающую силу в крутильном колебании стержня. Увеличение модуля сдвига (следовательно, и жесткости), ведет к увеличению скорости волны в стержне.

Плотность материала характеризует инерционность (момент инерции). Увеличение плотности (следовательно, и инертности), ведет к уменьшению скорости волны в стержне.

При сечениях, отличающимися от круглого сплошного или круглого кольцеобразного, например, как на рис. 6 в), что в некоторой степени соответствует сечению статора турбобура, скорость крутильной волны



должна быть меньше, а количество волн, укладываемое на длине турбобура, должно быть больше, потому что присоединение лопаток ступеней турбобура к корпусу статора дает эффект увеличения плотности материала ρ .

Масса, а, следовательно, и момент инерции на единицу погонной длины турбобура, увеличивается, а упругость (жесткость корпуса статора и вала ротора) при скручивании остается прежней, что должно привести к снижению скорости распространения волны в турбобуре. Тогда при постоянной длине турбобура и различной длине УБТ разброс параметров должен быть больше. Но этого не наблюдается. Можно предположить, что здесь увеличение момента инерции каждой ступени ротора и статора турбобура за счет жесткого закрепления на них секций с рабочими лопатками компенсируется переменной составляющей момента сил, развиваемого потоком бурового раствора в турбобуре и действующего на лопатки.

ВЫВОДЫ:

1. В режимах резонансных колебаний КНБК характер взаимодействия потока рабочей жидкости с лопатками турбинных ступеней турбобура отличается от режимов без колебаний. Он таков, что:

- **компенсируется влияние массы лопаток на скорость распространения механических волн в турбобуре, но при этом уменьшается амплитуда колебаний.**
- **существует, по крайней мере, два режима работы турбины при резонансах: условно активный и условно реактивный. В активном режиме (при нечетной сумме четвертой продольной и крутильной волн, укладываемых на длине КНБК) резонансные колебания ротора и статора происходят синфазно, а в реактивном режиме (при четной сумме четвертой волн) колебания ротора и статора происходят со сдвигом фазы $\pi/2$ (90°).**
- **при этом оба режима могут возникать на одном и том же турбобуре, хотя согласно публикациям по теории и расчету турбин турбобуров турбобуры специально конструируются со ступенями активного или реактивного типа. Поэтому при резонансах большее (не исключено, что решающее) значение имеет не конструкция лопаток, а длина КНБК.**

2. При резонансных режимах работы КНБК параметры колебаний турбобура формируются как распределенные, а внешне проявляются, как сосредоточенные на нижней ступени турбобура и не зависят от длины турбобура.

3. Колебания КНБК с наибольшей амплитудой могут происходить при работе турбобура на середине его моментной характеристики.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Сунцов В. В., Быков И. Ю., Заикин С. Ф. Методика расчета траектории долота в случае образования стоячих волн в КНБК // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – №9. – С. 29 – 34.
2. Новиков А. С., Сериков Д. Ю., Гаффанов Р. Ф. Бурение нефтяных и газовых скважин. М.: Нефть и газ, 2017. 307 с.
3. Сериков Д. Ю., Мурадов А. В., Борейко Д. А., Лауденшлегер Л. О. Исследование влияния геометрии поперечного сечения гидромониторных насадок на их работоспособность // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. 2023. – № 1 (310). – С. 153–161.
4. Сунцов В. В., Быков И. Ю., Заикин С. Ф. Исследование динамики КНБК в процессе бурения скважины // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – №2. – С. 10 – 15.
5. Шигин А. О., Борейко Д. А., Сериков Д. Ю. К вопросу о повышении эффективности разрушения горных пород шарошечными долотами // Территория Нефтегаз. – 2022. – № 3–4. – С. 24–31.

6. Богомолов Р. М., Сериков Д. Ю., Борейко Д. А. Анализ конструктивных особенностей двухшарошечных буровых долот // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2020. – № 5 (119). – С. 5–9.
7. Сериков Д. Ю., Борейко Д. А. Исследование кинематики исполнительных органов бурового инструмента со смещенными осями вращения шарошек // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 6 (366). – С. 16–21.
8. Сунцов В. В., Быков И. Ю., Заикин С. Ф. Сравнение динамического поведения КНБК при бурении ротором и турбиной // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – №10. – С. 5 – 10.
9. Ясашин В. А., Макаров Н. Г., Назаров А. М., Сериков Д. Ю., Сидненко Н. А., Тесля Н. Е. Долото для реактивно-турбинного бурения. Пат. РФ на изобр. №2090733, от 29.12.1994.
10. Любимов Г. Л., Любимов Б. Г. Теория и расчет осевых многоступенчатых турбин турбобуров. Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, Ленинградское отделение, Ленинград, 1963.
11. Ишук А. Г., Сериков Д. Ю. Шарошечный буровой инструмент. – М.: «МДМпринт», 2021. – 303 с.
12. Заикин С. Ф., Быков И. Ю. Взаимосвязь резонансных продольных и крутильных колебаний КНБК, приводящих к формированию волнообразного забоя // Сборник научных трудов : материалы Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей – 2022» (17–18 ноября 2022г.). – Ухта: УГТУ, 2022.