



КЛАССИФИКАЦИЯ  
МНГС

МОДУЛЬНЫЕ  
БУРОВЫЕ  
УСТАНОВКИ

СЕЙСМИЧЕСКИЕ  
ИССЛЕДОВАНИЯ  
НА АРКТИЧЕСКОМ  
ШЕЛЬФЕ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

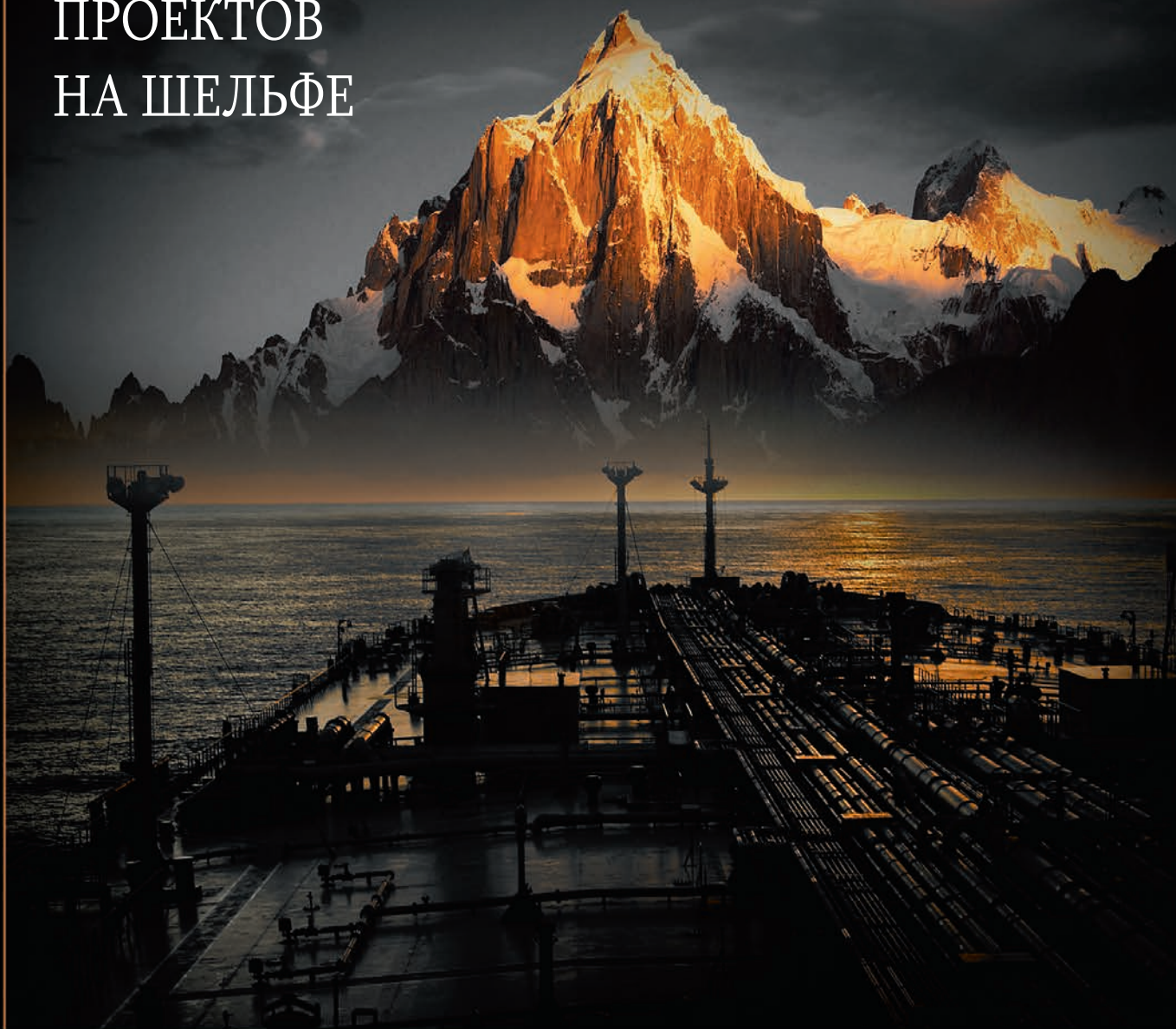
# Neftgaz.RU

ISSN 2410-3837

## OFFSHORE

1 [133] 2023

РЕАЛИЗАЦИЯ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ  
ПРОЕКТОВ  
НА ШЕЛЬФЕ



Входит в перечень ВАК



# АНАЛИЗ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ТОРСИОННЫХ ВИБРАЦИЙ В КОМПОНОВКЕ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

**Овезов Батыр Аннамухамедович**  
начальник отдела организации научных мероприятий и молодежной науки

**Щербакова Ксения Олеговна**  
преподаватель кафедры СТБС

**Календарова Лейли Рустамовна**  
аспирант кафедры СТБС

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе» (МГРИ)

АНАЛИЗЫ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ВИБРАЦИЙ ПОКАЗАЛИ, ЧТО В БОЛЬШИНСТВЕ СЛУЧАЕВ ВИБРАЦИИ ВОЗНИКАЮТ В РЕЗУЛЬТАТЕ ОШИБОЧНО ПОДОБРАННЫХ КОМПОНОВОК, НЕПРАВИЛЬНОГО РАСЧЕТА ТРАЕКТОРИЙ СКВАЖИН И ТИПОВ РАСТВОРОВ, А ТАКЖЕ НАРУШЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ. ПРЕДМЕТОМ ИССЛЕДОВАНИЯ, РЕЗУЛЬТАТЫ КОТОРОГО ОТРАЖЕНЫ В ДАННОЙ СТАТЬЕ, СТАЛИ СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПОТЕНЦИАЛЬНО ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ МИНИМИЗАЦИИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ВИБРАЦИЙ КОМПОНОВКИ НИЗУ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ В СКВАЖИНЕ. В СТАТЬЕ ДАН АНАЛИЗ ВИБРАЦИЙ, АВТОРЫ ВЫДВИГАЮТ ПРЕДПОЛОЖЕНИЯ ПО ПОДБОРКЕ КОМПОНЕНТОВ ДЛЯ КОМПОНОВКИ НИЗУ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ (КНБК), СПОСОБСТВУЮЩИЕ СНИЖЕНИЮ ВИБРАЦИЙ, А ТАКЖЕ МОДЕРНИЗАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СВОЕВРЕМЕННОГО РЕАГИРОВАНИЯ НА КРИТИЧЕСКИЕ ВИБРАЦИИ КНБК В СКВАЖИНЕ. БЫЛО ПРОАНАЛИЗИРОВАНО НЕСКОЛЬКО ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЕЙ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ТОРСИОННЫХ ВИБРАЦИЙ, ЗАПИСАННЫХ С ВЫСОКОЙ ЧАСТОТОЙ НА ДВУХ СКВАЖИНАХ

*ANALYSES OF THE CAUSES OF VIBRATIONS HAVE SHOWN THAT IN MOST CASES VIBRATIONS OCCUR AS A RESULT OF INCORRECTLY SELECTED LAYOUTS, INCORRECT CALCULATION OF WELL TRAJECTORIES AND TYPES OF SOLUTIONS, AS WELL AS VIOLATIONS OF DRILLING TECHNOLOGY. THE SUBJECT OF THE STUDY, THE RESULTS OF WHICH ARE REFLECTED IN THIS ARTICLE, ARE THE EXISTING AND POTENTIALLY POSSIBLE WAYS TO MINIMIZE THE OCCURRENCE OF VIBRATIONS OF THE LAYOUT OF THE BOTTOM OF THE DRILL STRING IN THE WELL. THE ARTICLE ANALYZES VIBRATIONS, THE AUTHORS MAKE ASSUMPTIONS ON THE SELECTION OF COMPONENTS FOR THE LAYOUT OF THE BOTTOM OF THE DRILL STRING, CONTRIBUTING TO THE REDUCTION OF VIBRATIONS, AS WELL AS THE MODERNIZATION OF EQUIPMENT FOR TIMELY RESPONSE TO CRITICAL VIBRATIONS OF THE DRILL STRING IN THE WELL. SEVERAL SEQUENCES OF THE OCCURRENCE OF TORSION VIBRATIONS RECORDED WITH HIGH FREQUENCY AT TWO WELLS WERE ANALYZED*

Ключевые слова: бурение, торсионные вибрации, КНБК, датчик, подлипание, вращение, частоты, верхний привод, программное обеспечение.

Программное обеспечение для проектирования традиционной компоновки низа буровой колонны (КНБК) не способно точно предсказать высокочастотные колебания, что затрудняет оптимизацию КНБК.

Столкнувшись с увеличением непроизводительного времени из-за отказов инструмента и оборудования, существует явная потребность как в понимании того, что происходит в скважине, так и в улучшении моделирования

поведения колонны [3–4]. Хотя большинство современных систем КНБК включают скважинные измерения торсионной, радиальной и осевой вибрации, понимание того, что вызывает эти динамические реакции, не было достаточно ясным,

УДК 622.24

РИСУНОК 1. Общее описание скважины А

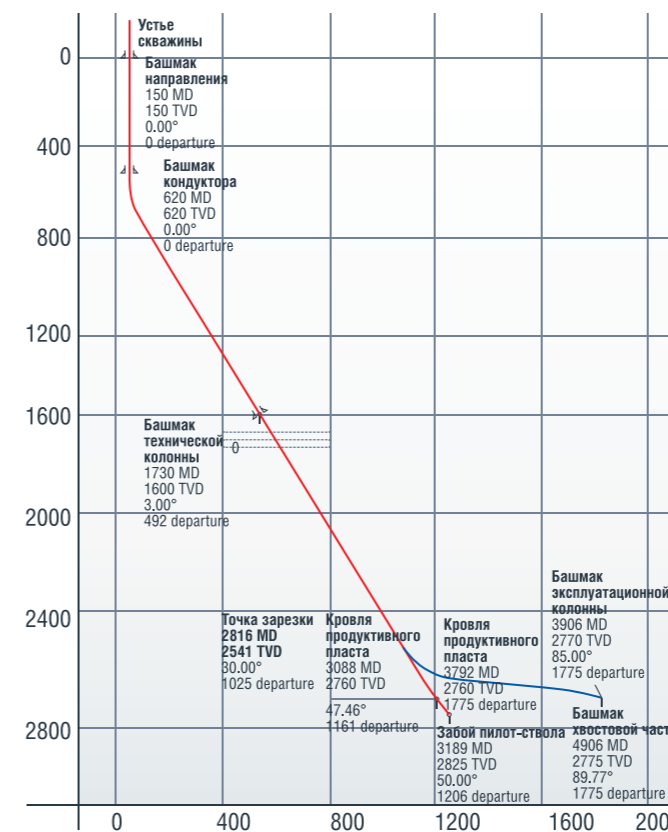
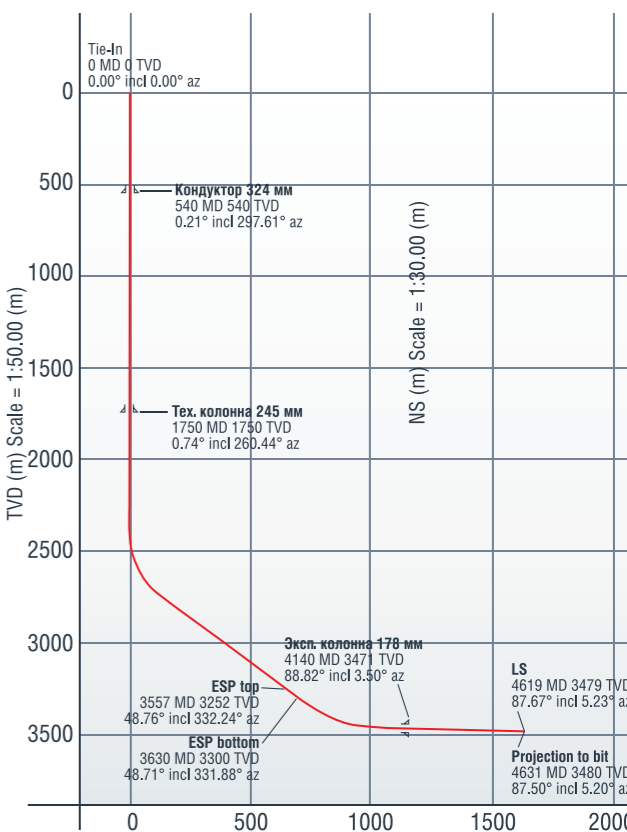


РИСУНОК 2. Общее описание скважины Б



чтобы предпринять необходимые меры до бурения, кроме попытки минимизировать наблюдаемые высокие перегрузки во время бурения [7–8].

Проанализировано несколько последовательностей возникновения торсионных вибраций, записанных с высокой частотой на двух скважинах [5]. Архитектура ствола скважины показаны на рис. 1 и 2, которые в дальнейшем будут называться скважиной А и скважиной Б.

В обеих КНБК использовалась роторная управляемая система РУС и долото PDC.

Датчики измерения вибрации при бурении, использованные для записи вибраций на этих скважинах, были размещены в переводник длиной 1,5 м из немагнитной стали. В дополнение к данным о вибрации также записывались данные акустического каверномера и акустического импеданса. Для этих скважин переводник располагался на расстоянии в 84 м от долота, то есть позади других датчиков каротажа во время бурения.

Датчик вибрации включает в себя 3-осевые акселерометры, гироскопы и магнитометры [1–2].

Магнитометры обеспечивают абсолютное измерение углового положения динамического переводника. Непрерывные измерения углового положения динамического переводника используются для расчета угловых скоростей и ускорений.

В типичной ситуации торсионных вибраций скорость вращения может достигать 300–400 об./мин за доли секунды. Например, при 360 об./мин буровая колонна вращается 6 раз в секунду, а при частоте дискретизации 10 Гц это означает, что между каждой выборкой будет 216°, в то время как для частоты дискретизации 200 Гц будет 10,8° между каждым значением, как показано на рис. 3.

Как показывает этот пример, важно использовать максимально возможную частоту дискретизации для понимания внутрискважинных вибраций. Следует отметить,

что традиционные датчики вибрации часто регистрируют образцы с частотой 0,1–0,2 Гц, что существенно ограничивает возможности понимания динамики буровой колонны.

На скважинах А и Б скорость вращения буровой колонны, полученная с помощью высокочастотных магнитометров, оценивается по скорости вращения на поверхности. Разброс значений частоты вращения в скважине можно использовать в качестве визуального индикатора для определения значений частоты вращения на поверхности, при котором присутствовало прерывистое вращение на забое, помогающее определить скорости вращения на поверхности, при которых возникали сильные торсионные вибрации на забое. Рис. 4 и 5 показывают изменение вращения КНБК (обороты в минуту) и процент подлипания,

РИСУНОК 3. Угловое смещение буровой колонны при различных частотах дискретизации



РИСУНОК 4. Обороты КНБК в скважине в зависимости от скорости вращения на поверхности для скважины А (слева) и скважины Б (справа)

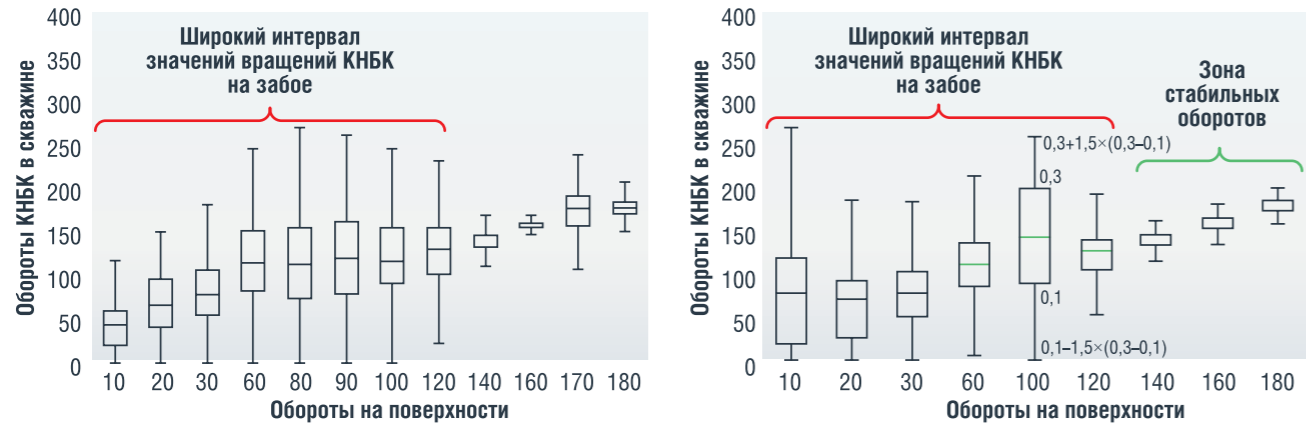
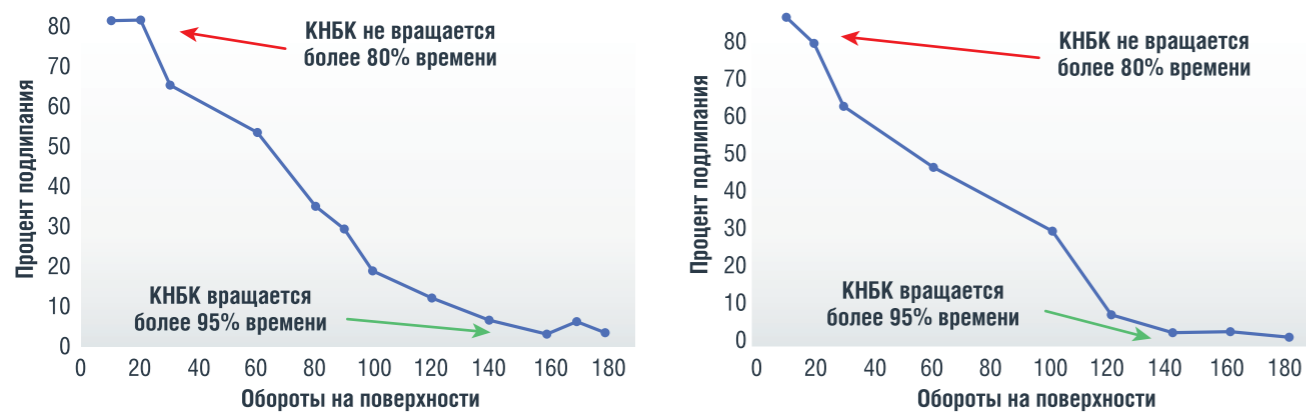


РИСУНОК 5. Процент подлипания КНБК над забоем в зависимости от скорости вращения на поверхности для скважины А (слева) и скважины Б (справа)



когда КНБК находится над забоем. Вплоть до 120 об./мин на поверхности частота вращения КНБК в скважине сильно варьировалась с разбросом от нуля (в фазе подлипания) до 300 об./мин (в фазе вращения). При низких оборотах на поверхности долото не вращалось более 80% времени. Пиковая скорость вращения КНБК в скважине

во время проскальзывания в среднем достигала значений в 2,5 раза больше скорости вращения на поверхности. При скорости вращения на поверхности 140 об./мин и выше частота вращения в скважине была довольно стабильной и равнялась частоте вращения на поверхности. Эти наблюдения совпадают для обеих скважин.

Рис. 6 и 7 отображают те же показатели, но для периода, когда КНБК находится на забое. Для скважины А торсионные вибрации на забое часто наблюдались при 100 об./мин на поверхности, что приводило к остановке вращения долота более 30% времени, в то время как для скважины Б значительных торсионных вибраций на забое

РИСУНОК 6. Скорость вращения КНБК на забое скважины в зависимости от скорости вращения на поверхности для скважины А (слева) и скважины Б (справа)

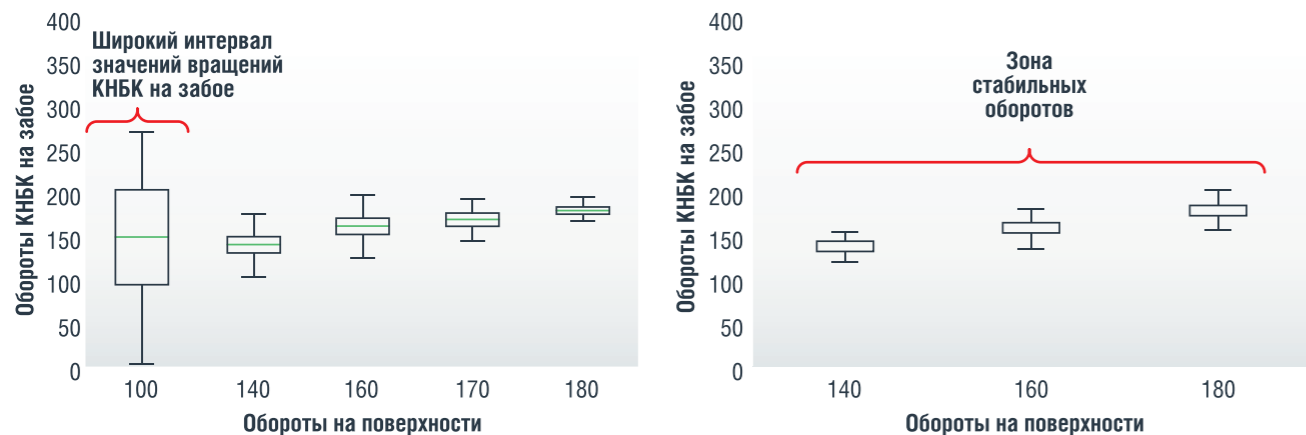
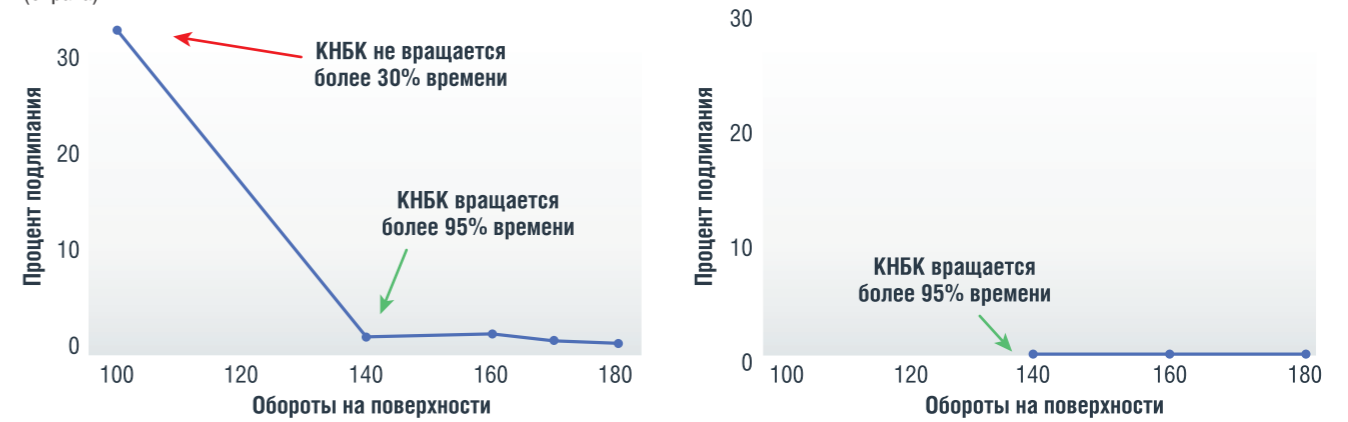


РИСУНОК 7. Процент подлипания КНБК на забое в зависимости от скорости вращения на поверхности для скважины А (слева) и скважины Б (справа)



не наблюдалось. При более высоких значениях частоты вращения на поверхности частота вращения КНБК в скважине оставалась в стабильном диапазоне вокруг основной частоты вращения на поверхности.

Другой способ выявить стабильность скорости вращения КНБК в скважине – это вычислить, какой процент времени она находится в пределах небольшого

отклонения (например, ±5 об./мин) от скорости вращения на поверхности. Это показано на рис. 8 и 9, для условий, когда КНБК находится на забое и над забоем.

Было выявлено, что в процентном соотношении обороты КНБК в скважине относительно оборотов на поверхности близки к нулю вплоть до вращения 100 об./мин на поверхности, но при более высоких оборотах обычно наблюдается

тенденция к увеличению. Как видно, имеется довольно большая разница при 170 об./мин в скважине А над забоем и на забое, что вероятно объясняется возникновением торсионных вибраций, возникающих до достижения КНБК оборотов до значений 170 об./мин. Во всех этих случаях частота вращения КНБК в скважине через некоторое время

РИСУНОК 8. Процент вращения КНБК над забоем в заданном интервале оборотов (скорость вращения на поверхности ± 5 об./мин) для скважины А (слева) и скважины Б (справа)

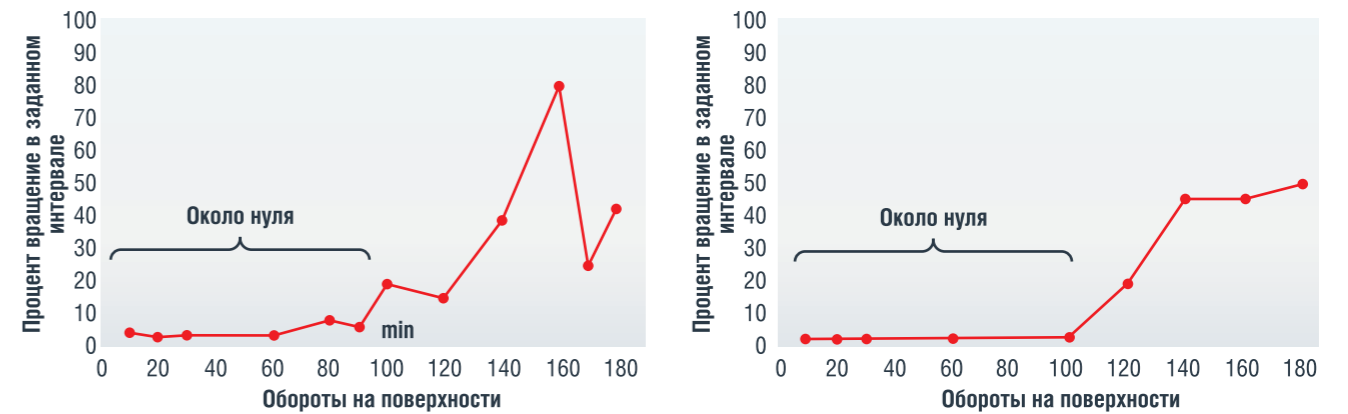


РИСУНОК 9. Процент вращения КНБК на забое в заданном интервале оборотов (скорость вращения на поверхности ± 5 об./мин) для скважины А (слева) и скважины Б (справа)

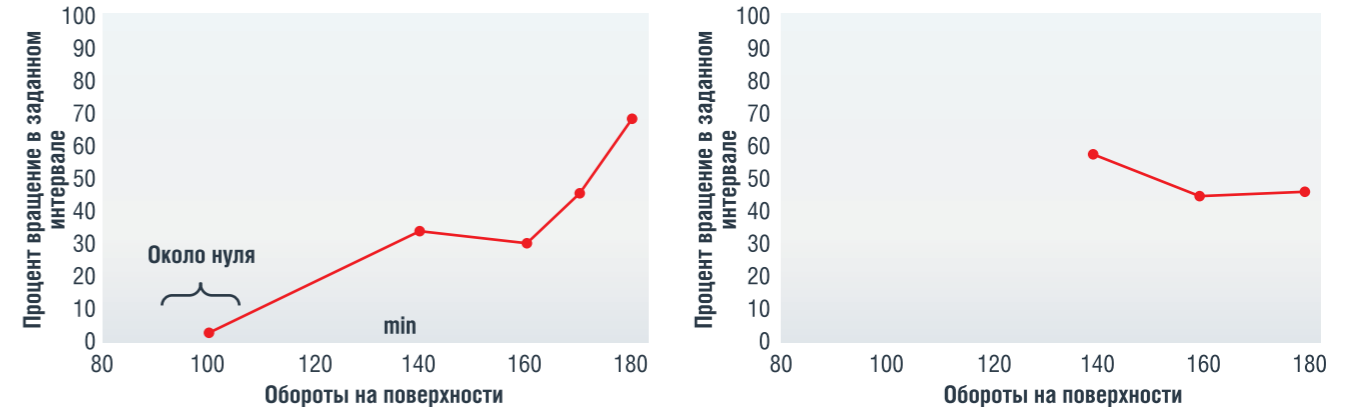
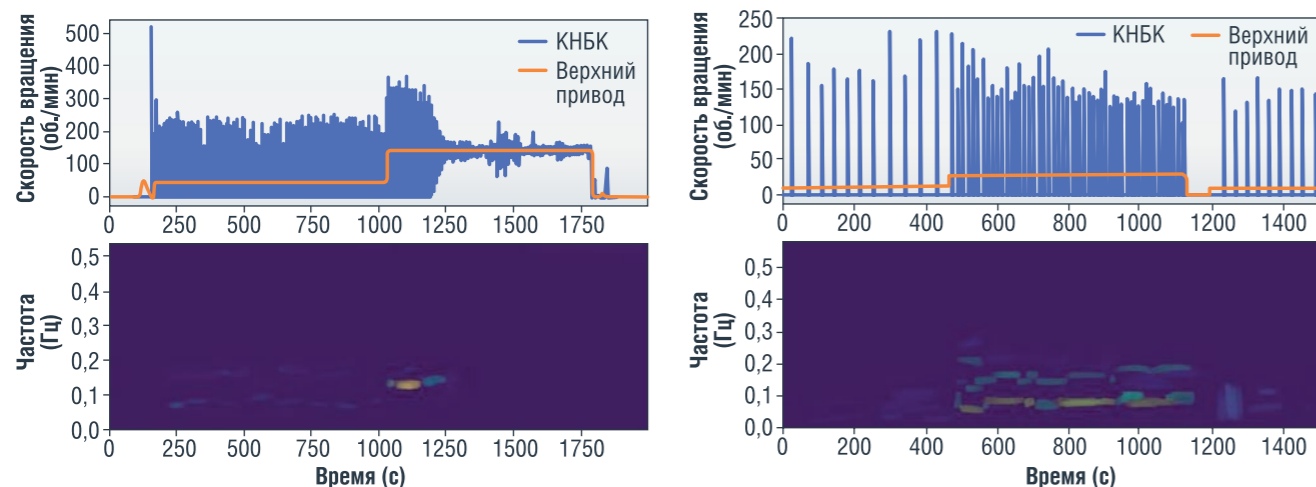




РИСУНОК 10. Примеры частотного спектра (нижние графики) во времени для последовательностей торсионных вибраций над забоем, возникающих при различных оборотах верхнего привода на поверхности. Темно-синий цвет указывает на низкую спектральную плотность мощности, а голубой, зеленый и желтый соответствуют более высокой спектральной плотности мощности. Скважина А (слева) и скважина Б (справа)



стабилизировалась, но переходные процессы способствовали большому изменению, наблюдаемому на диаграмме на рис. 4, и более низкому процентному содержанию (рис. 8).

Частотный спектр скорости вращения КНБК в скважине также может дать некоторое представление об интенсивности торсионных вибраций. Использование быстрого преобразования Фурье (БПФ) для торсионных вибраций также позволяет визуализировать доминирующие частоты с течением времени на графике спектрограммы [6]. Оба примера, показанные на рис. 10, взяты за период времени, когда наблюдались торсионные вибрации.

В примере на левом графике верхний привод начинает вращаться со скоростью 50 об./мин, что вызывает торсионные вибрации КНБК с основной частотой 0,08 Гц и гармоникой на частоте 0,16 Гц. Когда частота вращения верхнего привода увеличивается

до 140, наблюдается единичная пиковая частота 0,14 Гц. Как только скорость в скважине начинает стабилизироваться, пики спектральной плотности мощности больше не видны, что выглядит как более однородный спектр. В примере на правом графике – высокоэнергетическая последовательность торсионной вибрации, когда верхний привод повышает обороты с 10 до 30 об./мин. В этой последовательности определены три доминирующие гармоники (0,08 Гц, 0,15 Гц и 0,22 Гц). Для торсионной вибрации на забое наблюдается один пик в частотном спектре, как показано на рис. 11. Пик частотного спектра появляется в момент, когда происходит медленное увеличение частоты вращения верхнего привода со 120 об./мин до 140 об./мин, когда торсионная вибрация сохраняется после короткого периода более низких по уровню вибраций. Когда число оборотов верхнего привода увеличивается до 160 об./мин и торсионная вибрация подавляется, мощность низкочастотной

спектральной составляющей снижается, несмотря на некоторые остаточные изменения числа оборотов КНБК в скважине.

Более высокие частоты иногда наблюдаются, когда число оборотов верхнего привода составляет 140 об./мин и выше. Эти гармоники появляются в обеих скважинах в одинаковых частотных диапазонах, как показано на рис. 12. Гистограммы на рис. 12 были сгенерированы путем нахождения максимальной спектральной плотности мощности для выбранного временного окна данных вращения КНБК в скважине и оценки соответствующих частот. Выделяются два диапазона: диапазон 0,1–0,4 Гц, который наблюдается как во время возникновения торсионной вибрации, так и без нее, и второй диапазон 4,5–6 Гц для последовательностей без торсионной вибрации. Пики во втором диапазоне примерно в два раза превышают скорость верхнего привода (например, 6 Гц для 180 об./мин на поверхности).

РИСУНОК 11. Торсионные вибрации при бурении в скважине А. Темно-синий цвет на нижнем графике указывает на низкую спектральную плотность мощности, а голубой, зеленый и желтый соответствуют более высокой спектральной плотности мощности

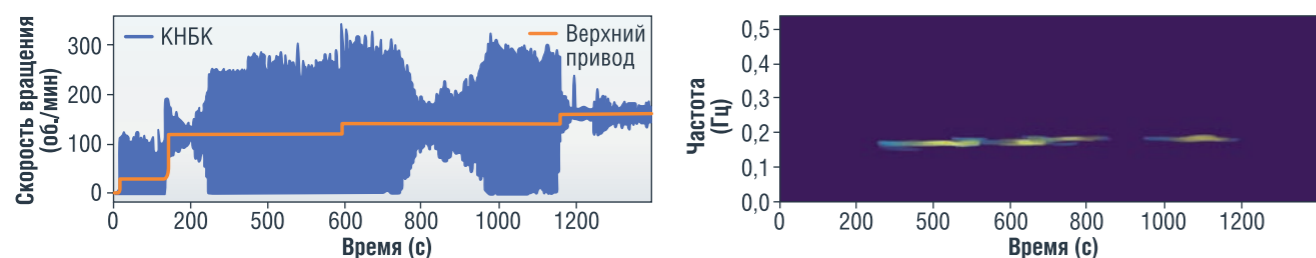
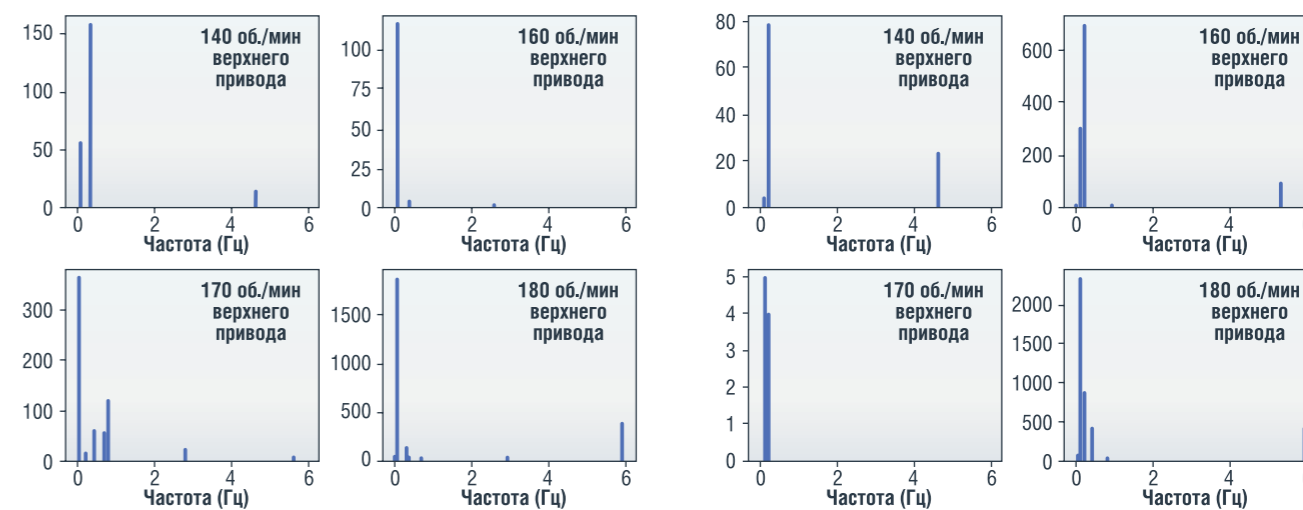


РИСУНОК 12. Частоты числа оборотов КНБК на забое скважины для различных оборотов на поверхности для скважины А (слева) и скважины Б (справа). Количество данных указывает количество временных окон, для которых определяются частоты с наибольшей спектральной плотностью мощности. Одно временное окно охватывает около 80 секунд данных для скважины А и 50 секунд для скважины Б



В работах по описанию переходной гидромеханической модели упоминается, что переход от статического трения к кинетическому является источником отрицательного демпфирования, которое может привести к ситуациям торсионной вибрации, когда скорость верхнего привода недостаточна [10–11]. Эта ситуация наблюдается во многих случаях запуска верхнего привода. Рекомендуемая процедура запуска верхнего привода часто заключается в постепенном увеличении скорости вращения до достижения номинальной скорости вращения. Мотивация для этой практики состоит в том, чтобы действовать осторожно с обсадной колонной и пластами открытого ствола во время ускорения вращения буровой колонны. Тем не менее, если мы посмотрим на скорость вращения КНБК, измеренную с помощью высокочастотного магнитометра (см. рис. 13 и 14), для частоты вращения верхнего привода ниже 140 об./мин возникают систематически торсионные вибрации.

Как правило, пиковая скорость вращения КНБК более чем в два раза превышает скорость верхнего привода. Например, мы можем видеть на рис. 14, что для скорости вращения верхнего привода 30 об./мин пиковая скорость вращения КНБК достигает 200 об./мин. Таким образом, вместо того, чтобы действовать осторожно с обсадной колонной и пластами открытого ствола, низкие скорости верхнего привода имеют тенденцию

РИСУНОК 13. Запуск верхнего привода во время бурения (скважина Б)

Максимальные значения вращения КНБК во время торсионных вибраций достигают 230 об./мин (скорость вращения верхнего привода 20 и 100 об./мин) При увеличении скорости вращения верхнего привода до 140 об./мин торсионные вибрации затухают

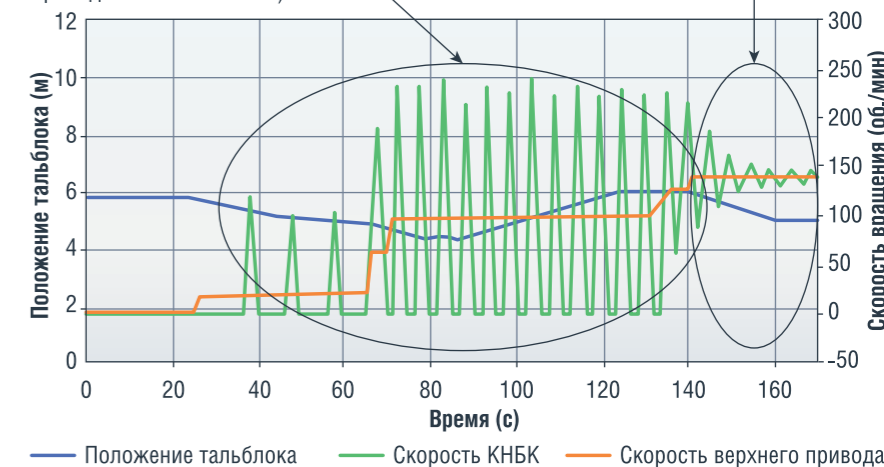


РИСУНОК 14. Запуск верхнего привода во время бурения (скважина Б)

Максимальные значения вращения КНБК во время торсионных вибраций достигают 200 об./мин (скорость вращения верхнего привода 30 об./мин) При увеличении скорости вращения верхнего привода до 160 об./мин торсионные вибрации затухают

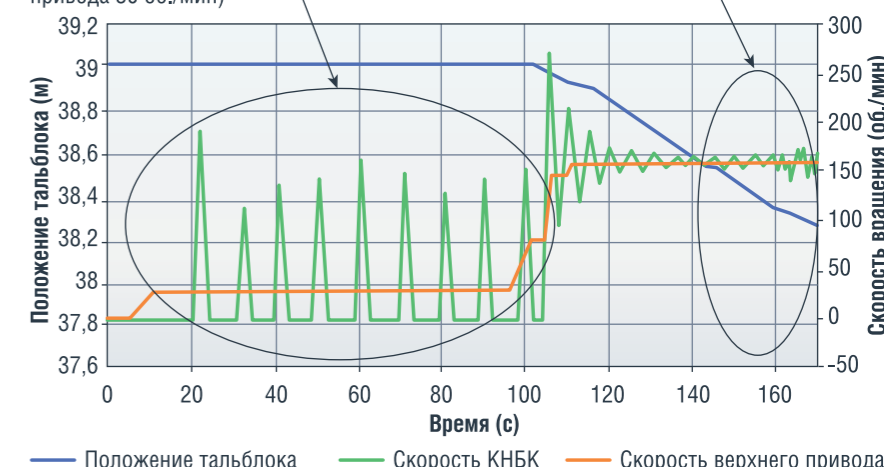


РИСУНОК 15. Измеренная скорость вращения КНБК в скважине во время команды на РУС при бурении 3 свечи (скважина А)

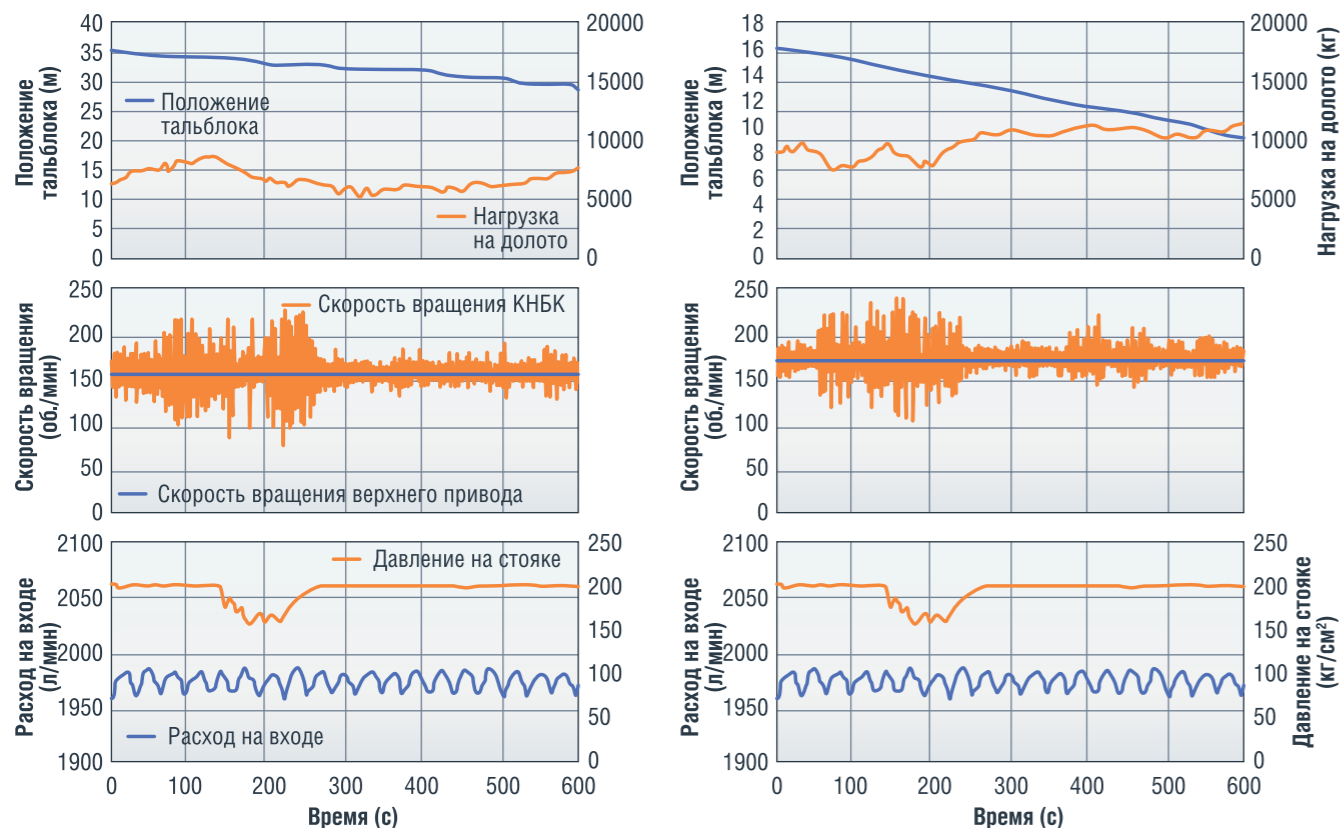
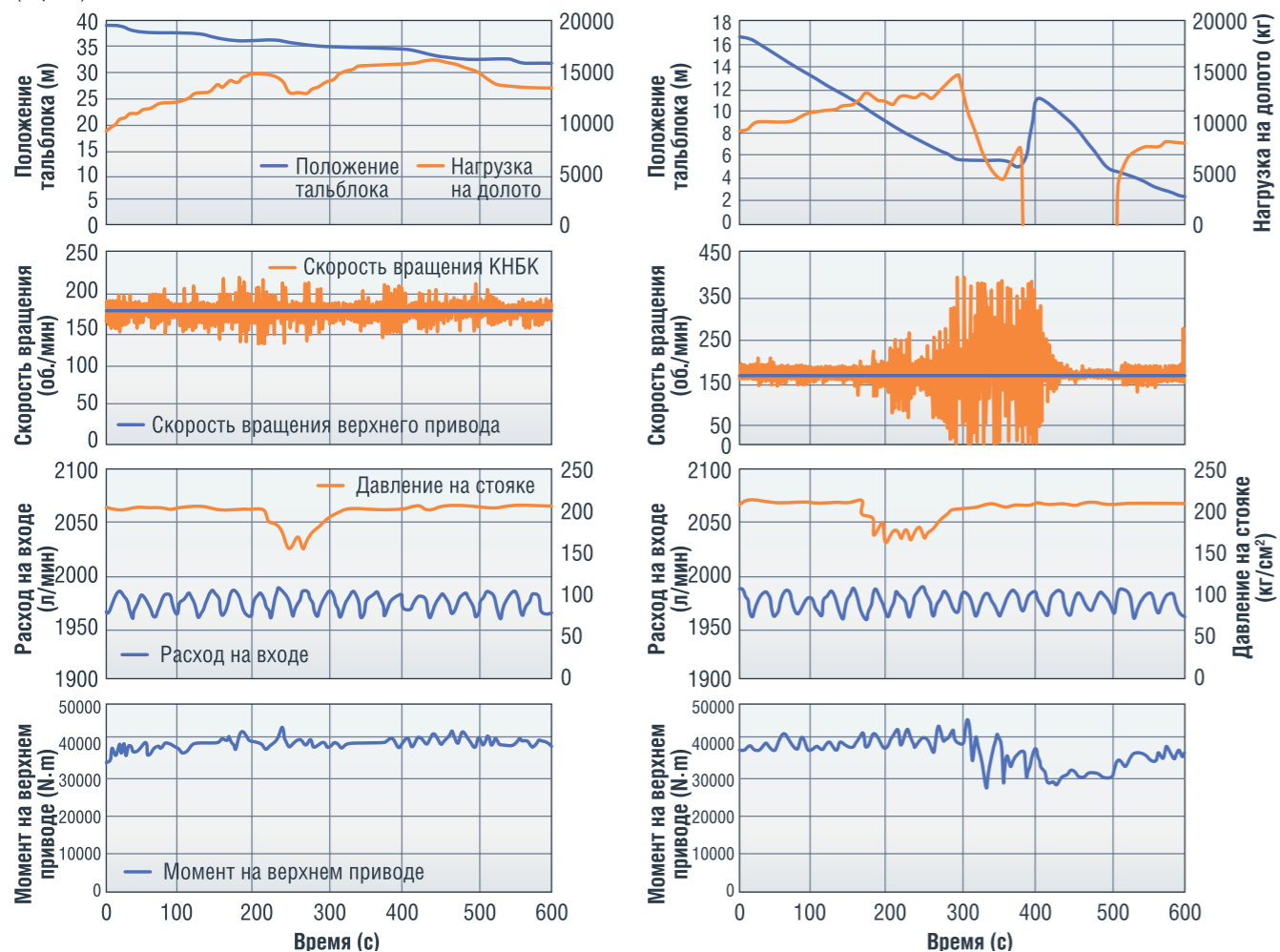


РИСУНОК 16. Измеренная скорость вращения КНБК в скважине А во время команды на РУС при бурении 4 свечи (левый рисунок) и 6 свечи (справа)



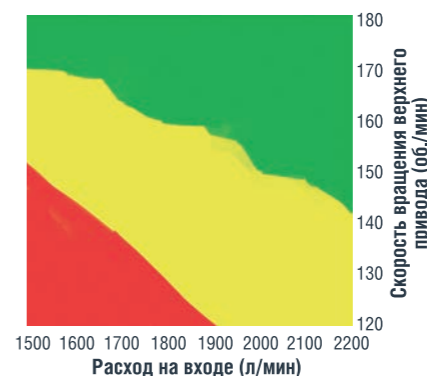
создавать очень большие пиковые скорости вращения, во время которых может иметь место интенсивное вращение бурильной колонны. Как можно увидеть, при скорости вращения верхнего привода более 140 об./мин, крутильные колебания в КНБК быстро гасятся. Также можно заметить, что вращение в скважине задерживается примерно на 10 секунд.

Рис. 15 и 16 показывают измеренную скорость вращения КНБК в стволе скважины и момент на роторе, когда была послана команда на изменение режима работы РУС скважины А.

Как можно заметить, для третьей и четвертой свечи нет серьезной торсионной вибрации, кроме той, которую можно было бы ожидать при бурении. Однако при бурении шестой свечи в бурильной колонне возникает довольно сильная торсионная вибрация к концу передачи команды на РУС. После этого почти каждая процедура посылки команды на РУС сопровождается сильной торсионной вибрацией, за исключением нескольких случаев, когда скорость верхнего привода поддерживается на уровне 180 об./мин. Возможным объяснением этих наблюдений может быть взаимодействие между транспортировкой выбуренной породы и крутящим моментом, когда происходит кратковременная зашламованность из-за изменений скорости потока бурового раствора, которая происходит из-за посылки команд на РУС. Уменьшение скорости жидкости в скважине большего диаметра затрудняет удержание шлама во взвешенном состоянии. Характеристики очистки скважины показаны на рис. 17 как функция скорости потока и скорости вращения верхнего привода. Эта характеристика очистки ствола скважины представляет собой интеграл по кольцевому пространству от индекса очистки ствола (НСИ), описанного в работах [9]. Так как типичная скорость потока, используемая для бурения этой секции, чуть ниже 1900 л/мин, скорость верхнего привода ниже 160 об./мин может повысить риск ухудшения транспортировки шлама. Во время команды на РУС скорость потока периодически снижается до 1500 л/мин, и для такого расхода скорость верхнего привода

должна превышать 170 об./мин, чтобы обеспечить достаточную возможность транспортировки шлама.

РИСУНОК 17. Карта характеристики очистки ствола скважины, оцененная как функция расхода и скорости верхнего привода (на основе скважины А). Зеленые области указывают на хорошую очистку ствола, а красные области указывают на плохую очистку



На основании высокочастотных измерений напрашивается вывод, что для длинных и упругих бурильных колонн лучше начинать вращение верхнего привода непосредственно до значения, превышающего минимальный порог бурения, чем добавлять скорость верхнего привода каскадами от низких частот вращения. Это ограничивает продолжительность торсионной вибрации и связанный с ними риск возникновения условий интенсивного завихрения в бурильной колонне над КНБК. Когда необходимо использовать низкий расход, например, из-за потерь в породах пласта с естественной трещиноватостью, поглощением, разумно поддерживать скорость вращения верхнего привода выше порогового значения, необходимого для транспортировки шлама во взвешенном состоянии при выполнении процедуры посылки команды на РУС. Это связано с тем, что снижение расхода может дестабилизировать транспортировку выбуренной породы и привести к побочным эффектам механических сил, приложенных к бурильной колонне, которые могут способствовать возникновению торсионных вибраций. Кроме того, важно выбрать комбинацию расхода и скорости верхнего привода, которые будут подходить для надлежащей транспортировки выбуренной породы. В противном случае существует дополнительный

риск возникновения в бурильной колонне торсионных вибраций.

В то время, когда заказчик стремится сократить свои затраты и повысить рентабельность скважин, необходимо учитывать все возможные варианты уменьшения затрат на бурение. ●

Литература

1. Богомолов Р.М. Буровое долото PDC с разжимным стопором для вращающихся резцов / Р.М. Богомолов, Г.С. Мозговой // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2022. – № 1. – С. 8–12.
2. Богомолов Р.М. Совершенствование крепления вооружения долот PDC / Р.М. Богомолов, Г.С. Мозговой, Д.Ю. Сериков // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2022. – № 1 (306). – С. 32–39.
3. Аппаратный комплекс для увеличения количества передаваемой информации в процессе бурения / Л.Р. Календарова, А.Ю. Чекалов, Б.А. Овезов, Н.В. Соловьев // Новые идеи в науках о Земле: Материалы XV Международной научно-практической конференции. В 7 томах, Москва, 01–02 апреля 2021 года. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2021. – С. 194–198.
4. Борисов К.А. Влияние вибраций на прочностные свойства буровых долот, армированных PDC / К.А. Борисов, А.А. Третьяк, Е.В. Сидорова // Разведка и охрана недр. – 2019. – № 12. – С. 33–37.
5. Инклинометр МГРИ – Вибрации во время бурения / Е.Г. Шихбабаева, Н.В. Соловьев, А.М. Машкова [и др.] // Молодые – Научкам о Земле: Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7 томах, Москва, 31 марта – 01, 2022 года / Редакция: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. – С. 300–304.
6. Овезов Б.А. КERN повышенной информативности / Б.А. Овезов, К.О. Щербакова, А.С. Поваляхин // Новые идеи в науках о Земле: Материалы XIV Международной научно-практической конференции: в 7 томах, Москва, 2–5 апреля 2019 года. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2019. – С. 282–283.
7. Cayeux, E., Seim, P., Solvi, L. J., Ulvik, H., & Solbu, E. (2019, May 13). Reconstruction of Pipe Movement from Downhole High Frequency Measurements. Society of Petroleum Engineers.
8. Cayeux, E., Skadsem, H. J., Daireaux, B., & Holand, R. (2017, March 14). Challenges and Solutions to the Correct Interpretation of Drilling Friction Tests. Society of Petroleum Engineers.
9. Dwars, S., Lien, M., Øynda, S., & Baumgartner, T. (2019, March 4). Curing stick-slip: Eureka. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/194108-MS.
10. Jayasundara, C.T., Yang, R.Y., Yu, A.B., Rubenstein, J., 2010. Effects of disc rotation speed and media loading on particle flow and grinding performance in a horizontal stirred mill. International Journal of Mineral Processing, vol. 96, pp. 27–35.
11. Kyllingstad, A. (2017, March 14). A Comparison of Stick-Slip Mitigation Tools. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/184658-MS.

KEYWORDS: drilling, torsion vibrations, KNBC, sensor, sticking, rotation, frequencies, top drive, software.