

*Сафиуллин Линар Аглямович
студент 2 курса магистратуры,
Нефтегазовое дело
Тюменский индустриальный университет,
Россия, г. Тюмень
e-mail: Linar26130@yandex.ru*

*Научный руководитель: Семенов А.Ф.,
ассистент,
Тюменский индустриальный университет,
Россия, г. Тюмень*

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ МЕТОДОВ СНИЖЕНИЯ
КОЭФФИЦИЕНТА ТРЕНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ О СТЕНКИ
СКВАЖИНЫ ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ
СКВАЖИН**

Аннотация: В данной статье рассматривается повышение эффективности бурения путем снижения прихватаопасности бурильных труб при бурении скважин с большими отходами от вертикали за счет механических методов снижения коэффициента трения бурильной колонны о стенки промежуточной обсадной колонны или ствола скважины.

Ключевые слова: коэффициент трения бурильной колонны, механические методы снижения трения, бурение наклонно-направленных скважин.

*Safiullin Linar Aglyamovich
2nd year master student,
Oil and gas business
Tyumen Industrial University,
Russia, Tyumen*

*Scientific adviser: Semenenko A.F.,
assistant,
Tyumen Industrial University,
Russia, Tyumen*

**APPLICATION OF MECHANICAL METHODS FOR REDUCING THE
COEFFICIENT OF FRICTION OF THE DRILL STRING AGAINST THE
WELL WALLS WHEN DRILLING DIRECTIONAL WELLS**

Abstract: This article discusses the improvement of drilling efficiency by reducing the risk of sticking of drill pipes when drilling wells with large vertical waste

due to mechanical methods for reducing the coefficient of friction of the drill string against the walls of the intermediate casing or the wellbore.

Keywords: coefficient of friction of the drill string, mechanical methods of reducing friction, drilling of directional wells.

К недостаткам химического метода снижения силы трения можно отнести сложность регулирования состава бурового раствора в процессе бурения и недостаточную эффективность, поэтому необходимо использовать более принципиальные методы борьбы с трением бурильной колонны о стенки скважины или горную породу, а именно, разрабатывать технико-технологические решения, включающие в себя конструктивные изменения в компоновку низа бурильной колонны, такие как:

1. Установка центрирующих элементов вдоль бурильной колонны, таких как калибраторы, центраторы и др. В этом случае снижение силы сопротивления обеспечивается за счет уменьшения площади контакта бурильной колонны со стенками скважины. Существующие на сегодняшний день центраторы предназначены для центрирования колонны относительно ствола, центрирования колонны при цементировании с вращением, комплексные и др. При этом комплексные центраторы могут выполнять очистку ствола, турбулизацию потока, отклонение направления потока, разрушение структуры фильтрационной корки, прорезание фильтрационной корки и т.д. Как правило, применяют пружинные центраторы, при использовании которых центрирование колонны в стволе скважины осуществляют с помощью пружинных арочных планок, концы которых закреплены на кольцах-обоймах. По конструкции колец центраторы подразделяют на разъемные (ЦПР конструкции ВНИИИБТ, ЦЦ конструкции ВНИИКРнефти) и неразъемные (ФП конструкции ГрозНИИ).

Широкое применение получили центраторы типа ЦЦ-Т, но при использовании их в компоновке низа бурильной колонны они не дают желаемого результата.

2. Использование широкого спектра регулирующих устройств, таких как: ясс, осциллятор, вибродемпферы, вибраторы и т.д. Применение вибродемпферов

на Сармановской, Бавлинской, Абдрахмановской площадях Республики Татарстан и др., как следует из результатов промысловых испытаний, дало положительные результаты как при бурении роторным способом, так и при бурении забойными двигателями. Например, при бурении скважин № 452 и 331 на Туймазинской площади бурение осуществлялось глинистым раствором с расходом 0,010 - 0,013 м³ /с, с применением ротора с частотой вращения 72 об/мин. Компоновка бурильного инструмента: долото, ЕНР 142,9 КС, вибратор, УБТ-108 длиной 8 м.

В результате было получено превышение механической скорости по скважине №452 на 29 %, по скважине № 331 на 109 %. При бурении скважины №1М900 на Туймазинской площади буровой установкой А-60. Применялся буровой раствор плотностью 1200 кг/м³ . Расход промывочной жидкости от 0,010 до 0,011 м³ /с. Вращение бурильной колонны осуществлялось ротором марки Р400/80, с частотой 75 об/мин. Компоновка бурильного инструмента включала: долото 123,8 ЕНР 53 АК, калибратор КЛ 123, вибратор, УБТ-108 мм длиной 12 м, СБТ- 27/8. В результате было получено, что механическая скорость бурения скважины №1900 на 51 % выше, чем при бурении скважин в аналогичных условиях.

Из зарубежных конструкций хотелось бы остановиться на осцилляторе фирмы Эндергейдж Лимитед, применявшемся при бурении пары горизонтальных скважин на Ашальчинском месторождении природных битумов. Для бурения использовалась вертикальная буровая установка грузоподъемностью 75 т. Компоновка бурильной колонны: ЛБТ, СБТ, УБТ, осциллятор марки АГТ-066, нецементируемый фильтр. В результате строительства пары горизонтальных скважин при включении в компоновку низа бурильной колонны осциллятора марки АГТ-066 удалось увеличить протяженность горизонтального участка ствола скважины в два раза, а также довести нагрузку на долото, снизить силы трения и сопротивления перемещению бурильной колонны в горизонтально-восходящем стволе.

Из приведенного выше небольшого обзора видно, что применение регулирующих устройств, таких как вибраторы, вибродемпферы, осцилляторы оказывает положительное влияние на снижение коэффициента трения, увеличивает проходку на долото и механическую скорость бурения, но на сегодняшний день отсутствуют надежные в работе и недорогие наддолотные механизмы, позволяющие снизить силы трения бурильной колонны о стенки скважины, поэтому необходимы дальнейшие теоретические и экспериментальные исследования.

Ранее были рассмотрены вопросы влияния сил контактного трения на распространение продольных колебаний по бурильной колонне и обратные процессы. Вопросами динамики низа бурильной колонны занимались такие исследователи, как Балицкий В.П., Балицкий П.В., Габдрахимов М.С, Гулизаде М.П., Гуреев И.Л., Ишемгужин Е.И., Калинин А.Г., Керимов З.Г., Копейкис М.Г., Копылов В.Е., Мавлютов М.Р., Санников Р.Х., Симонов ВВ., Середа Н.Г., Султанов Б.З. Черемных А.Г., Эйгелес Р.М., Юнин Е.К., Юртаев В. К. и др. Из зарубежных исследователей наиболее известными являются Вудс Г., Дейринг Д.В., Дейли Ф. и др. Так, например, согласно исследованиям М.М. Александрова, взаимодействие бурильной колонны со стенками скважины в вертикальной скважине происходит только по замкам, а при бурении наклонных скважин происходит касание и по телу трубы. Исследования З. Луцкого показали, что коэффициент трения в зависимости от породы и типа промывочной жидкости изменяется в интервале 0,121 - 0,315.

В проведенных ранее теоретических исследованиях была выявлена зависимость кинематического коэффициента трения от частоты виброперемещений [5] $\mu_k = \mu_0 [1 - E(A_{FM} + A_T)^{-1}]$, (1)

где μ_k – кинематический коэффициент трения; μ_0 – трение покоя; A_F – работа сил нормального давления на пути перемещения:

$$A_{FM} = 2 h d_r \sigma_n / 3 ; (2)$$

A_T – работа сил трения на площадке фактического контакта на пути преодоления $2d_r$:

$$A_T = \pi \cdot d_r \cdot 2 \tau_{cp} / 3 .$$

Работа (приходящая на один контакт единичной длины, т.е. на длине равной X/S_m) деформации энергии движущегося тела со скоростью $V = \omega X$ при виброперемещениях с частотой ω и амплитудой виброперемещения X :

$$E = mV^2 \cos^2 \psi \cdot (2n_0)^{-1} = M / L_3 \omega^2 X^2 \cos^2 \psi (2nM_0)^{-1} \cdot X / S_m . \quad (4)$$

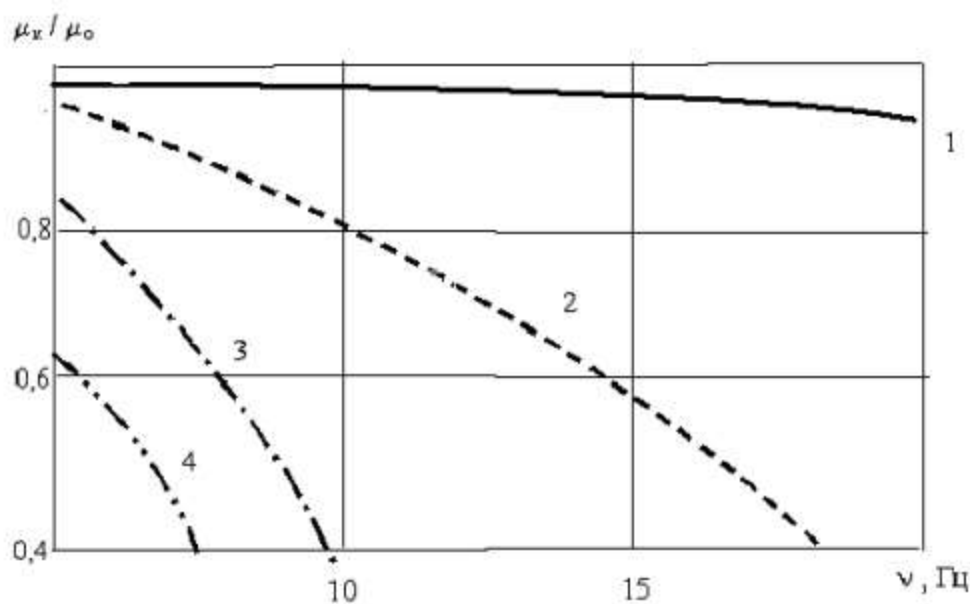


Рис. 1. Влияние частоты продольных колебаний на коэффициент трения ($Rz = 20 \dots 10$): 1 – $X = 3$ мм; 2 – $X = 6$ мм; 3 – $X = 9$ мм; 4 – $X = 12$ мм

На рис. 1 показано отношение кинематического коэффициента трения μ_k к коэффициенту трения покоя μ_0 от основных параметров продольных колебаний, соответственно, частоты ν и амплитуды виброперемещения X .

Из анализа результатов ранее проведенных теоретических исследований (представлены на рис. 1) следует, что при использовании дополнительно продольных виброперемещений колонны, например, с частотой излучения $2 \dots 10$ Гц и амплитудой до $6 \dots 9$ мм, можно на нескольких десятках процентов уменьшить коэффициенты трения замков о стенки ствола скважины.

Следовательно, применением специальных наддолотных устройств можно уменьшить коэффициент трения бурильной колонны о стенки скважины при бурении горизонтального участка. Из-за большей чистоты наружной поверхности (см. кривые на рис. 1) в наибольшей мере эффективность такого

бурения будет ощущаться при использовании гибких труб (при колтюбинговом бурении). Для разработки наддолотных устройств необходимо предварительное их теоретическое опробование. Одним из способов такого опробования является математическое моделирование, то есть применение САПР (системы автоматического проектирования). Наиболее распространенной является программа Компас 3D, позволяющая реализовать классический процесс трехмерного параметрического проектирования от модели к конструкторской документации, предназначенная для создания трехмерных моделей отдельных деталей и сборочных единиц, содержащих как оригинальные, так и стандартизованные конструктивные элементы.