

АЛЬТЕРНАТИВА РОТОРНЫМ УПРАВЛЯЕМЫМ СИСТЕМАМ

Пономарев А.А. Email: Ponomarev1136@scientifictext.ru

*Пономарев Александр Александрович – студент, бакалавр,
кафедра бурения нефтяных и газовых скважин,
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа*

Аннотация: начиная с 50-х годов прошлого века, постоянно возрастают объемы бурения скважин с горизонтальным окончанием. Абсолютное большинство из них бурятся с использованием забойных двигателей. Однако при бурении ГС забойными двигателями возникают серьезные проблемы. Главными из которых являются сложности с транспортом выбуренной породы по горизонтальной и сильнонаклонной части ствола, трудности с передачей нагрузки на долото вследствие больших сил рения, необходимость подъема бурильной колонны и смены компоновки при достижении заданных параметров кривизны ствола и т.д. Эти трудности возрастают с увеличением длины горизонтального участка.

Ключевые слова: роторные управляемые системы, вольфрамо-титановая наплавка.

ALTERNATIVE TO ROTARY STEERABLE SYSTEMS

Ponomarev A.A.

*Ponomarev Alexander Alexandrovich – Student, Bachelor,
DEPARTMENT OF DRILLING OIL AND GAS WELLS,
UFA STATE PETROLEUM TECHNOLOGICAL UNIVERSITY, UFA*

Abstract: since the 50-ies of the last century, constantly increasing the volume of drilling wells with horizontal completion. The vast majority of them are drilled using downhole motors. However, when drilling downhole GS engines have serious problems. The most important of which are difficulties with the transport of cuttings in horizontal and siliconalley part of the trunk, difficulties with the transfer of the load on the bit due to the large forces of rhenium, the need for lifting of the drill string and change the layout when the preset parameters of the curvature of the trunk, etc., These difficulties increase with increasing length of the horizontal section.

Keywords: rotary steerable system, a tungsten-titanium cladding.

УДК 622.243.56-251

Бурение скважин с большими отходами от вертикали (БОВ), т.е. до 2000 м и более, в общемировой практике чаще всего реализуется роторными управляемыми системами (РУС).

Главным преимуществом роторных управляемых систем перед винтовыми забойными двигателями (ВЗД) является возможность управляемого бурения при вращающейся бурильной колонне. Однако частота вращения буровых труб в случае применения РУС должна составлять 180-200 об/мин 100% времени проводки интервала, что приводит к их повышенному износу. Защитная наплавка замков бурильных труб позволяет снизить их собственный износ, а также истирание предыдущей обсадной колонны. Защита бурильного замка является наплавкой упрочняющими износостойкими материалами.

Направленное бурение посредством ВЗД, включенного в компоновку бурильной колонны, осуществляется без вращения труб. Для ориентирования ВЗД выполняются отдельные подкручивания компоновки ротором на заданные углы поворота. Бурение в совмещенном режиме «ВЗД+ротор» никогда не составляет 100% времени проводки всего интервала, производится только на участках стабилизации пространственного угла и с частотой вращения 30-60 об/мин. При таких низких скоростях вращения износ замков буровых труб оказывается гораздо меньше, чем при эксплуатации роторной управляемой системы.

Строительство скважин БОВ с применением ВЗД компоновки, всегда сопровождается следующими техническими сложностями при бурении в режиме слайда (без вращения бурильной колонны):

- 1) доставка нагрузки на долото;
- 2) соблюдение плановой траектории ствола;
- 3) обеспечение необходимой очистки ствола от шлама.

Проблема с доставкой нагрузки на долото является ключевой и возникает вследствие зависания колонны бурильных труб при наборе зенитного угла, а также бурении длинных пологих и горизонтальных участков. В свою очередь зависание труб происходит вследствие действия на них силы трения в указанных интервалах. [1]

В случае бурения в режиме слайда на бурильную колонну действуют следующие статичные нагрузки: скручивающая (реактивный момент от ВЗД) и сжимающая (нагрузка на долото). Под их воздействием колонна труб из прямой нитки превращается в пространственную спираль**. Т.е. при бурении без

вращения компоновки более 50% бурильной колонны может не лежать на нижней стенке скважины. Таким образом, «недохождение» нагрузки до забоя никак не связано с силой трения, обусловленной собственным весом инструмента. Сила вдавливания спирали в стенку за счет сжатия инструмента также невелика (нагрузка на долото 215,9 мм составляет 100-120 кН, а сила вдавливания спирали в стенку является лишь ее составляющей).

Однако какая-то сила трения все-таки должна действовать на колонну буровых труб и довольно значительная. Ее приблизительная максимальная величина, при которой дальнейшее бурение без вращения инструмента становится невозможным, равна весу бурильной колонны, расположенной в вертикальном участке скважины.

Пример:

Предположим, что имеется 3-х интервальный профиль.

Пусть бурение производится трубами СБТ 127 посредством ВЗД, входящего в состав компоновки бурильной колонны.

Допустим, что при бурении в режиме слайда на глубине 3285 м (по инструменту) колонна зависает окончательно и дальнейшая проводка ствола без вращения инструмента невозможна. Тогда сила трения, действующая на трубы в наклонном и горизонтальном участке, равна весу 2000 м СБТ 127 (около 700 кН).

Но сила трения F сама по себе является лишь производной от прижимающей силы N , которая действует на инструмент. Силы F и N связаны между собой коэффициентом трения k (коэффициент трения стали о смазанную горную породу составляет около 0,2***)

$$F = N \cdot k \text{ – формула силы трения} \quad (1)$$

$$N = F/k = 700/0,2 = 3500 \text{ кН} \quad (2)$$

Сила N огромна и ее происхождение не может быть связано с собственным весом инструмента. Учитывая, что сложности с доставкой нагрузки на долото при бурении скважин БОВ компоновкой с ВЗД возникают в любых геологических разрезах, то единственной общей для любых условий бурения внешней силой является сила гидростатического давления бурового раствора. Именно ее действием объясняется зависание бурильной колонны при бурении без роторной управляемой системы. А с учетом того, что в режиме слайда колонна труб принимает вид пространственной спирали и оказывается частично прижатой к зонам отложения максимально рыхлой глинистой корки - верхней и боковым стенкам, то крайне сложно определить, какие именно ее участки оказываются прижатыми и к каким конкретно зонам ствола.

Но, зная величину прижимающей гидростатической силы N и гидростатического давления P (25 МПа), можно достаточно точно определить суммарную площадь прижатия S :

$$P = N/S \text{ – формула давления} \quad (3)$$

$$S = N/P = 3,5/25 = 0,14 \text{ м}^2 \text{ – суммарная площадь поверхности труб прижатая гидростатикой.} \quad (4)$$

Очевидно, что при уменьшении площади контакта бурильной колонны со стенкой скважины ее подверженность действию гидростатики также сокращается. Уменьшить площадь контакта любой трубы с поверхностью можно путем установки ее на отдельные опоры (подложить под нее что-нибудь).

Для бурения скважин с большими отходами от вертикали без применения роторных управляемых систем наша компания предлагает оснащать часть бурильной колонны, работающей в открытом стволе, специальными вольфрам-титановыми наплавками собственного производства.

Расположение наплавки в определенном порядке на теле труб и буровых замках позволяет решить проблему зависания инструмента, т.к. сводит к минимуму действие гидростатической прижимающей силы, которая является основной причиной недохождения нагрузки до забоя при бурении в режиме слайда. Оснащение нижней части бурильной колонны опорами позволяет осуществлять строительство профилей любой сложности посредством традиционных компоновок с ВЗД, существенно экономя время и деньги за счет ухода от применения дорогостоящих роторных управляемых систем.

- твердость вольфрам-титановой наплавки составляет 89 HRC (срок эксплуатации не ограничен), твердость защиты Castolin на бурильных замках не превышает 60 HRC;

- качество приварки таково, что наплавку невозможно оторвать отбойным молотком;

- время приварки 1 шт. составляет 0,6 - 0,7 с, поэтому качество труб не ухудшается (отпуск металла не происходит);

- расход на 1000 м труб около 5000 шт. (малый конус - 3000 шт., большой – 2000 шт.);

- оснащение 1000 м инструмента нашей вольфрам-титановой защитой не превышает 2 млн руб. с НДС и требует не более 3-4 дней работы.

Теоретическое обоснование эффективности наплавки

Определим величину гидростатической прижимающей силы N , действующей на 1000 м инструмента с наплавками на замках и теле бурильных труб:

- площадь вершины наплавки приблизительно 20 мм^2 ($0,00002 \text{ м}^2$),

- в каждый момент времени каждая труба опирается на 4 наплавки,

- 1000 м инструмента = 83 трубы по 12 м,

т.к. суммарная площадь наплавов S , имеющих контакт со стенкой, равна

$$S = 0,00002 * 4 * 83 = 0,00664 \text{ м}^2,$$

то величина гидростатической прижимающей силы N составляет

$$N = P * S = 25.000.000 * 0,00664 = 166\ 000 \text{ Н} = 166 \text{ кН},$$

тогда сила трения F , которая возникает от действия N , определяется как

$$F = N * k = 166 * 0,2 = 33 \text{ кН} - \text{величина силы трения от гидростатики, действующая на 1000 м бурильной колонны в наклонном и горизонтальном участке.} \quad (5)$$

При бурении без роторной управляемой системы скважин БОВ бурильной колонной с наплавками на замках и на теле труб гидростатическая прижимающая сила крайне мала, поэтому зависание инструмента и недохождение нагрузки до компоновки становятся невозможными.

Список литературы / References

1. Акбулатов Т.О., Левинсон Л.М., Хасанов Р.А. Строительство и навигация сложнопрофильных скважин. УГНТУ. Уфа, 2014. С. 113.