

УДК 622.276

АНАЛИЗ ПРИЧИН И ПРОФИЛАКТИКА ОТВОРОТОВ НАСОСНЫХ ШТАНГ И ТРУБ

Халимов Ф.Г.

*НГДУ «Нижнесортымскнефть»,
Ханты-Мансийский автономный округ, п. Нижнесортымский*

Зубаиров С.Г., Загорский В.К., Салихов И.А., Курамшин А.А.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа
e-mail: mkt-ufa@mail.ru*

Аннотация. В связи с переходом к поздней или завершающей стадии эксплуатации большинства месторождений Западной Сибири фонд скважин, оснащенных установками скважинных штанговых насосов, неуклонно растет. Аварии на них, в первую очередь отвороты и обрывы штанг и насосно-компрессорных труб (НКТ), приводят к существенному увеличению себестоимости добываемой нефти. Причиной отворотов является крутящий момент, возникающий в колонне штанг при ее деформации за счет сил сопротивления движению плунжера вниз, «эффекта Лубинского», пространственной кривизны ствола скважины. Так как эти факторы не могут быть устранены в процессе эксплуатации, то остается лишь минимизировать их передачу на резьбовое соединение штанг применением шарнирных соединений.

Повышение работоспособности штанг и НКТ возможно за счет уменьшения крутящих моментов, действующих в процессе эксплуатации на отвинчивание резьбовых соединений. Задача состоит в уменьшении момента трения в шарнире – передающем элементе колонны – за счет конструктивных решений.

Анализом промысловых данных подтверждена актуальность проблемы отворотов. Аналитически установлены конструктивные возможности уменьшения передаваемого шарниром крутящего момента. Изготовленные с учетом результатов аналитических исследований шарнирные муфты позволили более чем в 2 раза увеличить межремонтный период.

Ключевые слова: скважинная штанговая насосная установка, штанга, шарнир, момент трения, штанговая колонна, насосно-компрессорные трубы

Одной из главных проблем при эксплуатации месторождений скважинными штанговыми насосными установками (СШНУ) являются отвороты штанг и насосно-компрессорных труб (НКТ), являющиеся серьезными авариями, на ликвидацию которых требуются большие материальные и трудовые затраты. Данная проблема обозначилась с самого начала применения СШНУ, когда глубина скважин и технологически обусловленная кривизна скважин были невелики. Но на этой стадии нефтяникам еще удавалось решать проблему увеличением момента завинчивания штанг и НКТ, зачастую нарушая требования руководящих документов. В последние десятилетия ситуация усугубилась, так как нефтяники перешли к кустовому разбуриванию скважин, причем из-за несовершенства технологии

бурения в сложных геологических условиях скважины чаще всего имеют пространственный профиль, что является одной из причин возникновения крутящего момента в штангах и трубах. Но анализ инклинометрических данных по большому количеству скважин не показал однозначной связи между ними и частотой отворотов. Другой причиной возникновения крутящего момента, очевидно, является «эффект Лубинского», подробно проанализированный в работе [1]. В связи с повсеместным использованием штанговых насосов, выполненных по стандартам АНИ, возможно появление большого сжимающего усилия и спирального изгиба нижней части колонны штанг при ходе вниз и, соответственно, крутящего момента, так как в таких насосах заложены посадки со значительно меньшими зазорами между плунжером и цилиндром [2], чем в отечественных, выполненных по ОСТ 26.16.06-86 [3] (табл. 1).

Таблица 1. Группы посадок скважинных штанговых насосов

| По стандартам АНИ | | | | | |
|----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Группа посадки (Fit) | Fit-1 | Fit-2 | Fit-3 | Fit-4 | Fit-5 |
| Зазор, мм | 0,025 | 0,050 | 0,075 | 0,100 | 0,125 |
| По ОСТ 26.16.06-86 | | | | | |
| Группа посадки | 0 | 1 | 2 | 3 | |
| Зазор, мм | 0,045 | 0,070 | 0,120 | 0,170 | |

Последний фактор может быть переведен в разряд существенных только после инструментальных исследований на действующих скважинах, так как ранее проведенные исследования [4] установок с отечественными насосами не показали наличия больших сжимающих усилий. Правда, эти скважины продуцировали легкую нефть с малым количеством механических примесей.

Таким образом, можно констатировать многофакторность появления крутящего момента в колоннах штанг и труб, а наличие его в сочетании с вибрацией колонны и соответствующим уменьшением коэффициента трения в резьбе и на торцевых поверхностях являются достаточными для часто наблюдаемых отворотов штанг.

Решать проблему отворотов можно, в принципе, одним из трех способов:

- исключить возможность появления крутящего момента;
- обеспечить момент трения в резьбовых соединениях (в резьбе плюс на торцевых поверхностях) больший крутящего момента;
- исключить или минимизировать действие крутящего момента на резьбовое соединение.

Как показал вышеизложенный анализ, первый путь является малоперспективным и из-за многофакторности появления крутящего момента в штангах и тру-

бах и из-за невозможности отказаться от сложных профилей скважин, диктуемых экологическими, технологическими и экономическими требованиями.

Второй путь практически исчерпал свои возможности, так как уже достигнут предел: момент завинчивания по руководящим документам регламентирован условием равнопрочности витков резьбы с наиболее ослабленными элементами штанги для применяемых конструкций колонн штанг.

Наиболее перспективным как с позиции технико-технологической реализуемости, так и универсальности, является третий путь. Авторы данной статьи положили в основу решения методологию создания колонны штанг из какого-то количества автономных, с точки зрения вращательного движения, частей включением в состав колонны шарнирных соединений. Действительно, если колонну штанг собрать с использованием шарнирных соединений, то крутящий момент, действующий на резьбовое соединение, будет равен лишь моменту трения в данном шарнирном соединении. При разработке конструкции шарнирных соединений были учтены габаритные ограничения, которые накладывают внутренний диаметр насосно-компрессорных труб, требование минимизации гидравлических сопротивлений движению откачиваемого флюида, а также результаты исследований зависимости сил трения муфт о НКТ в случае желобообразования [5].

Ввиду жестких габаритных ограничений, большого содержания в откачиваемых флюидах механических примесей применить подшипники качения, имеющие минимальный момент трения, не представляется возможным. Поэтому более реально использование пространственных шарниров с трением скольжения между элементами кинематической пары.

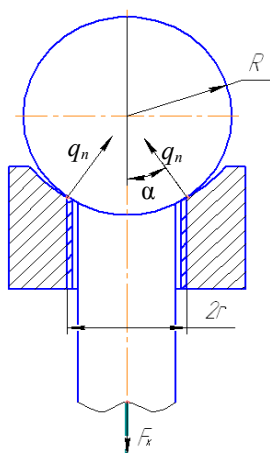


Рис. 1. Расчетная схема шарнира

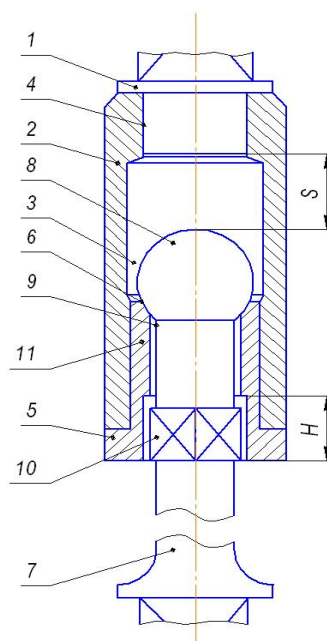


Рис. 2 Конструктивная схема шарнира

Рассмотрим конструктивные возможности по уменьшению момента трения в шарнире, для чего составим расчетную схему (рис. 1), исходя из допущения о сопряжении по окружности, т.е. без учета приработки и деформаций, сферической поверхности головки полуштанги с конической поверхностью стакана.

Элементарная нормальная сила dF_n равна

$$dF_n = q_n \cdot dl, \quad (1)$$

где q_n – удельная нормальная сила, Н/м;

dl – элементарная длина контактной линии, м.

Проецируя dF_n на ось X , вдоль которой действует растягивающая сила F_x , после интегрирования получаем

$$q_n = \frac{F_x}{2\pi r \cos \alpha}, \quad (2)$$

где r – радиус опорной окружности.

Используя значение q_n находим момент трения в шарнире:

$$M_f = F_x \cdot r \cdot \frac{f}{\cos \alpha}. \quad (3)$$

Из геометрии сопряжения находим, что

$$\cos \alpha = \sqrt{1 - \left(\frac{r}{R}\right)^2} \quad (4)$$

Очевидно, что для минимизации M_f необходимо, чтобы выражение (4) стремилось к единице, что может быть достигнуто уменьшением r и увеличением R , но в пределах, допускаемых требованиями к прочности. При этом необходимо добиваться исключения кромочных контактов и сохранения свойств пространственного шарнира.

Эффективность данного направления была доказана промышленной эксплуатацией штанговых колонн по патенту РФ № 2124109 в условиях НГДУ «Ишимбайнефть» [6], а в последующие годы в НГДУ «Краснохолмнефть», «Уфалнефть» АНК Башнефти, ЗАО «Алойл» ОАО Татнефти.

Недостатком штанговой колонны по патенту № 2124109 является то, что она применима только для СШНУ со вставными насосами. Если СШНУ оснащена невставным насосом, то для извлечения всасывающего клапана с байонетным устройством залавливания требуется повернуть колонну штанг как единое целое, что исключается наличием в составе колонны шарнирных соединений. Для решения этой проблемы была разработана универсальная штанговая колонна, защищенная патентом РФ № 2310733 (рис. 2), функциональная для привода насоса любого исполнения.

Отличие этой колонны от предшествующей по патенту РФ № 2124109 в том, что полуштанга и стакан размещены относительно друг друга с запасом осевого хода и снабжены сопрягаемыми с расчетным зазором в поперечном сечении профилями, например, квадратными, разнесенными на величину запаса хода и

образующими жесткую кинематическую связь между собой во вращательном движении.

На рис. 2 представлена конструкция штанговой колонны. Штанговая колонна состоит из насосных штанг 1, глухих штанговых муфт (не изображены), шарнирных муфт, включающих стакан 2 с внутренней расточкой 3 и присоединительной резьбой 4, разрезную опорную втулку 5 с конической расточкой 6, жестко связанную со стаканом 2, полуштангу 7 со сферической головкой 8, размещенной в расточке 3 стакана 2 и кинематически связанной с конической расточкой 6 разрезной опорной втулки 5 и снабженной запасом осевого хода S . Между телом полуштанги 7 и осевым отверстием разрезной опорной втулки 5 имеется радиальный зазор 9. Полуштанга 7 и разрезная опорная втулка 5 снабжены сопрягаемыми профилями 10 и 11, соответственно, и разнесены относительно друг друга на расстояние H , равное запасу осевого хода S полуштанги 7.

Штанговая колонна работает следующим образом. При ходе вверх по всей длине колонны действуют растягивающие усилия, которые передаются от штанги к штанге через глухие и шарнирные муфты, причем в шарнирных муфтах, установленных в зонах искривления, усилие от веса столба жидкости и расположенной ниже части колонны штанг через сферическую головку 8 полуштанги 7, самоустанавливающейся по касательной к искривленному участку скважины, передается конической расточке 6 разрезной опорной втулки 5 и далее стакану 2 и расположенной выше штанге. При ходе вниз растянутая часть колонны работает идентично, как при ходе вверх, то есть обеспечивая автономность вращения участков колонны, соединенных шарнирными муфтами, а в сжатой части колонны, профили 10 и 11 сопрягаются под углом друг к другу, равным углу между осями полуштанги и стакана, чем практически исключаются напряжения изгиба в головках штанг. Для залавливания всасывающего клапана колонна штанг полностью разгружается на всасывающий клапан, в результате под действием сжимающих нагрузок профили 10 и 11 всех шарнирных муфт сопрягаются по всей длине колонны штанг, образуя жесткую связь между собой, что позволяет повернуть колонну штанг как одно целое. При этом всасывающий клапан фиксируется в байонетном устройстве плунжера и после этого извлекается из скважины вместе с колонной штанг. Зазоры между профилями позволяют компенсировать угловые смещения осей стакана и полуштанги, возникающие за счет изгиба колонны штанг.

Штанговые колонны по патенту на изобретение № 2310733, изготовленные с соблюдением конструктивных мер по минимизации момента трения, изложенных выше, были внедрены в 2007 году на 9 скважинах НГДУ «Нижнесортымскнефть», в которых в предшествующие годы (с 2004 по 2006) наблюдались частые отвороты и обрывы штанг. В результате эксплуатации было установлено, что штанговые колонны функциональны в скважинах, оснащенных как вставными,

так и невставными насосами. Аварии со штангами снизились по всем девяти скважинам за сопоставимый период работы (2007 - 2008 гг.) с 19 до 8, т.е. в расчете на одну скважину с 2,1 аварии до 0,9.

Пространственные шарниры позволяют практически исключить и поломку штанг, вызываемую изгибной усталостью, но для этого требуется оснастить ими всю колонну штанг или, по крайней мере, в зонах искривления ствола скважины. Колонны штанг в указанных НГДУ оснащались, ввиду дефицита, всего лишь 1-2 шарнирами, поэтому утверждать, что благодаря им удалось исключить напряжения изгиба в штангах и этим добиться уменьшения обрывов не приходится. Причиной, видимо, является уменьшение приведенных напряжений за счет уменьшения напряжений кручения. Однако этот вопрос требует дополнительных исследований, теоретических и инструментальных, величин крутящих моментов в колоннах штанг и оценки их влияния на приведенные напряжения, расчет которых, видимо, тоже надо уточнить.

Учитывая эффективность и востребованность шарнирных соединений авторами ведутся работы по расширению объемов их внедрения. В частности, техническая документация в 2009 году передана Бугульминскому механическому заводу для изготовления установочной партии.

Литература

1. Вагапов С.Ю. Устойчивость колонн насосно-компрессорных труб и штанг глубинно-насосной установки. Уфа, УГНТУ, 2000. 133 с.
2. РД 153-39.1-252-02. Руководство по эксплуатации скважин установками скважинных штанговых насосов в ОАО «Татнефть». Альметьевск: ОАО «Татнефть», 2002. 233с.
3. Нефтепромысловое оборудование. Справочник / Под ред. Е.И. Бухаленко. М.: Недра, 1990. 559 с.
4. Зубаиров С.Г. Проектирование штанговых насосных установок для осложненных условий эксплуатаций. Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. 157 с.
5. Зубаиров С.Г., Токарев М.А., Сафонов Е.Н., Ягофаров Ю.Н., Салихов И.А. Эксплуатация штанговых колонн с шарнирными муфтами // Нефтяное хозяйство. 2003. № 1. С. 54 - 56.
6. Zubairov S.G. Issledovanie zakonomernostei izmeneniya sil treniya nasosnykh shtang o trubyy v protsesse ekspluatatsii, *Izvestiya vuzov. Neft' i gaz*, 1999, Issue 5, pp. 20 - 24.
7. Зубаиров С.Г. Исследование закономерностей изменения сил трения насосных штанг о трубы в процессе эксплуатации // Изв. вуз. Нефть и газ. 1999. № 5. С. 20 - 24.

CAUSE ANALYSIS AND PREVENTION OF SUCKER ROD AND TUBING BACK OFF

F.G. Khalimov

NGDU "Nizhnesortymyskneft"

Nizhnesortymskii, Khanty-Mansi Autonomous Okrug, Russia

Zubairov S.G., Zagorski V.K., Salikhov I.A., Kuramshin A.A.

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

e-mail: mkm-ufa@mail.ru

Abstract. *Number of wells which are equipped by sucker rod pump units steadily increasing in most part of Western Siberia oilfields, due to passing to last or final stage of their usage. Accidents, first of all back off and parting of sucker rods and tubing, lead to significant increase of price of extracting oil. The reason of back off is torque which originates in string rods during it's deformation under action of resistant forces against downward moving of plunger, "Lubinskii effect" and spatial curvature of borehole. As these factors can't be eliminated during operating process, their action on threaded connection of sucker rods can be minimized by using of hinge joints.*

Increasing operability of sucker rods and tubing is possible by decreasing of torque, acting on breakout of threaded connection during operating process. The purpose is to reduce frictional torque in hinge, which is transmitting element of a string, with the help of constructive solutions.

Relevance of back off problem is confirmed by oilfield data analysis. Analytically obtained constructive opportunities of reducing the torque, being transmitted by hinge. Hinge couplings which were made according to analytical investigations allowed to increase overhaul period up to two times.

Keywords: *well sucker rod pump unit, sucker rod, hinge, frictional torque, string rods, tubing*

References

1. Vagapov S.Yu. Ustoichivost' kolonn nasosno-kompressornykh trub i shtang glubinno-nasosnoi ustanovki (Stability of tubing and rod strings of the deep-well pumping unit). Ufa, UGNTU, 2000. 133 p.
2. RD 153-39.1-252-02. Rukovodstvo po ekspluatatsii skvazhin ustanovkami skvazhinnykh shtangovykh nasosov v OAO «Tatneft'» (Operation manual of sucker rod pump installations in OAO "Tatneft"). Almetyevsk, OAO "Tatneft", 2002. 233 p.
3. Neftepromyslovoe oborudovanie. Spravochnik (Oilfield equipment. Handbook). Ed. E.I. Bukhalenko. Moscow, Nedra, 1990. 559 p.
4. Zubairov S.G. Proektirovanie shtangovykh nasosnykh ustanovok dlya oslozhnennykh uslovii ekspluatatsii (Design of sucker-rod pumping units for complicated operating conditions). Ufa, UGNTU, 1999. 157 p.

5. Zubairov S.G., Tokarev M.A., Safonov E.N., Yagofarov Yu.N., Sali-khov I.A. Ekspluatatsiya shtangovykh kolonn s sharnirnymi muftami (Operation of sucker-rod strings with articulated couplings), *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2003, Issue 1, pp. 54 - 56.

6. Zubairov S.G. Issledovanie zakonomernosti izmeneniya sil treniya nasosnykh shtang o trubyy v protsesse ekspluatatsii (Investigation the patterns of change in the frictional forces on the sucker rod pipe during operation), *Izvestiya vuzov. Neft' i gaz*, 1999, Issue 5, pp. 20 - 24.