

УДК 25.00.17

DOI: 10.22213/2410-9304-2017-1-110-113

Д. Н. Новокшионов, магистрант

М. Н. Баранов, магистрант

Удмуртский государственный университет

Т. Н. Иванова, доктор технических наук, доцент

Чайковский филиал ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

## ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ КОЛОННЫ НАСОСНЫХ ШТАНГ В НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

В России свыше 90 % нефтяных скважин эксплуатируются скважинными штанговыми насосными установками (СШНУ). Штанговая колонна является наиболее часто отказывающей единицей насосного оборудования. Повышение надежности колонны насосных штанг СШНУ является актуальным вопросом в процессе добычи нефти. Отказы насосного оборудования приводят к полной остановке скважин, а следовательно, и к потерям нефти. Циклические знакопеременные нагрузки значительно снижают ресурс работы штанг, приводя к преждевременным отказам оборудования. Поэтому необходимо применять современные технические решения, направленные на снижение действия данных нагрузок. В статье рассмотрены особенности работы штанговой колонны в наклонно направленных и горизонтальных скважинах.

**Ключевые слова:** СШНУ, колонна насосных штанг, отказ оборудования, наклонно направленные и горизонтальные скважины.

Одной из главных задач нефтедобывающей промышленности является повышение эффективности добычи нефти за счет использования прогрессивных технологий и увеличения ресурса работы нефтепромыслового оборудования.

При этом растет количество наклонных и горизонтальных скважин, а также боковых стволов. Наклонно направленная траектория скважин осложняет эксплуатацию существующего нефтегазового оборудования, снижая его ресурс почти в два раза. Эксплуатация таких скважин также сопряжена с рядом осложнений, одними из которых являются высокая вязкость нефти ряда залежей.

Поэтому задача повышения эффективности работы установки штангового скважинного насоса (УШСН) и наработки на отказ является достаточно актуальной.

При анализе работы нефтепромыслового оборудования в наклонно направленных скважинах на месторождении за 2015 год произошло 66 отказов оборудования. Причины неисправностей следующие:

- негерметичность насосно-компрессорных труб (НКТ) – 6;
- обрыв/отворот колонны насосных штанг – 26;
- неисправность штангового глубинного насоса – 32;
- засорение приемного фильтра – 2.

Диаграмма (рис. 1) показывает, что основную долю отказов составляют неисправности по причине выхода из строя насосов, второе место занимают колонны насосных штанг, а затем следуют НКТ и приемные фильтры.

Однако наиболее важной проблемой, возникающей при эксплуатации наклонно направленных скважин, оборудованных УШСН, являются обрывы и отвороты колонны насосных штанг [1]. К этому виду отказов приводят большие значения прижимающих усилий и сил трения, возникающие в интервалах искривления ствола скважины (рис. 2).

Колонна насосных штанг испытывает значительные циклические знакопеременные нагрузки. В на-

клонно направленных скважинах к этим нагрузкам добавляется действие растягивающих, изгибающих и крутящих напряжений.



Рис. 1. Распределение отказов УШСН

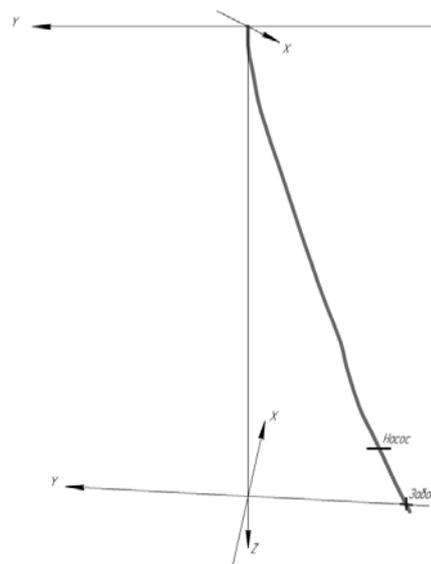


Рис. 2. Проекция оси наклонно направленной скважины на горизонтальную плоскость

Штанговый дифференциальный насос типа НН-2СП-хх/хх (рис. 3) в силу своих конструктивных

особенностей повышает надежность колонны насосных штанг за счет снижения знакопеременных нагрузок насосных штанг и принудительного открытия и закрытия всасывающего клапана, а также многих других преимуществ по сравнению с серийными штанговыми насосами.

Данный насос предназначен для добычи нефти из скважин с осложненными условиями работы (вязкая нефть и эмульсии), а также с возможным использованием в наклонных и горизонтальные скважинах.

Насос состоит из 2 основных частей: поршня типа 2СП (рис. 4) и гидроусилителя в виде штока, соединенного с поршнем и проходящего через тарелку всасывающего клапана. Шток уплотняется в тарелке клапана с помощью высокоэффективного малогабаритного механического уплотнения типа НСБМхх [2].

При ходе вниз на шток действует, кроме веса колонны штанг, гидравлическая нагрузка, равная весу жидкости:

$$F_{ГГ} = \Delta p \times A_{шт}, \quad (1)$$

где  $\Delta p$  – гидростатическое давление жидкости на шток, Па;  $A_{шт}$  – площадь поперечного сечения штока, м<sup>2</sup> [3].

Шток является аналогом гидроусилителя, с помощью которого преодолеваются силы трения, препятствующие ходу колонны штанг вниз. Кроме того, дополнительное усилие вниз растягивает колонну, при этом минимальная нагрузка  $F_{мин}$  на штанги увеличивается, а приведенное напряжение  $\sigma_{пр}$  уменьшается.

Перепад давлений на поршне насоса зависит от многих параметров работы насоса и скважины: динамического уровня, давления на устье и в затрубном пространстве, плотности жидкости в лифтовой

колонне и в затрубном пространстве, содержания воды и газа и т. д.

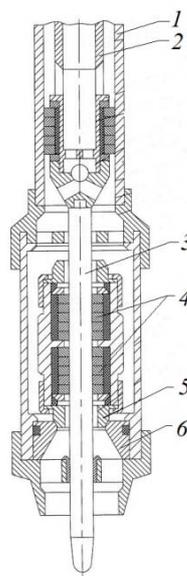


Рис. 3. Насос дифференциальный НН 2СП: 1 – цилиндр; 2 – поршень; 3 – шток; 4 – механическое уплотнение типа НСБ; 5 – клапан приемный; 6 – тарелка приемного клапана

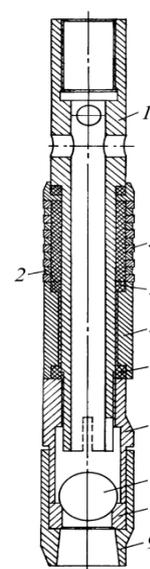


Рис. 4. Поршень типа 2 СП: 1 – корпус; 2 – упругая обойма уплотнения; 3 – уплотнительные кольца; 4 – гильза; 5 – основание корпуса; 6 – корпус; 7 – напорный клапан; 8 – седло клапана; 9 – штуцер

В зависимости от условий работы нагрузка может регулироваться изменением диаметра штока. С целью унификации размеров деталей механических уплотнений диаметры штоков приняты равными диаметрам поршней и плунжеров (табл. 1).

Таблица 1. Техническая характеристика дифференциальных насосов

Марка насоса	Теоретическая подача м <sup>3</sup> /сут, при $n = 5$ кач./мин, $S = 3$ м	Глубина спуска, м	Растягивающая сила вниз в кг при $H_{дин} = 1000$ м	Размер шарика, мм
2СП-32/24	7,4	1500	450	19,05
2СП-45/24	23,8	1500	450	25,4
2СП-45/32	16,4	1500	800	28,575
2СП-57/24	45,7	1200	450	25
2СП-57/32	38,3	1200	800	25

Дополнительная нагрузка на колонну штанг создается за счет монолитного штока, для того чтобы преодолеть силы гидравлического сопротивления и механического трения в НКТ и в насосе при ходе вниз. Это приводит к снижению количества обрывов насосных штанг в связи со значительным снижением знакопеременных нагрузок на колонну насосных штанг.

Определение приведенного напряжения в наиболее нагруженной штанге осуществлялось в соответствии с рекомендациями ГОСТ 13877–80 (рис. 5).

$$\sigma_{прив} = \sqrt{0,5 \times \sigma_{max} \times (\sigma_{max} - \sigma_{min})} \leq [\sigma], \quad (2)$$

где  $[\sigma]$  – допускаемое приведенное напряжение в штангах, МПа.

Максимальная и минимальная нагрузка в точке подвеса колонны насосных штанг определяется по формулам [4]:

$$F_{max} = G \times \left(1 + \frac{S \times n^2}{1800}\right) + F_{ж} + F_{тр}; \quad (3)$$

$$F_{min} = \left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_{ст}}\right) \times G \times \left(1 - \frac{S \times n^2}{1800}\right) - F_{тр} + F_{ГГ}, \quad (4)$$

где  $G$  – вес колонны насосных штанг, Н;  $F_{ж}$  – вес столба жидкости над поршнем, Н;  $F_{тр}$  – сила гидродинамического и механического трения колонны штанг в НКТ и в насосе, Н;  $\rho_{ж}$ ,  $\rho_{ст}$  – плотность жидкости и стали, кг/м<sup>3</sup>.

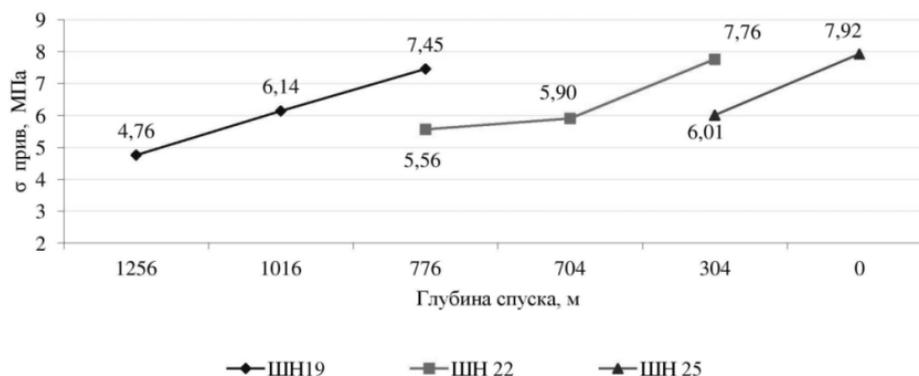


Рис. 5. Приведенные напряжения в колонне насосных штанг

В наклонно направленных и горизонтальных скважинах значение максимальной нагрузки ( $F_{\max}$ ) значительно больше, чем в вертикальных. Это объясняется действием сил трения на колонну штанг.

Значение силы определить весьма затруднительно. Высокие значения силы трения значительно повышает износ штанговой колонны, увеличивая потери хода за счет увеличения деформации при растяжении.

Применение данных формул при проектировании колонны насосных штанг позволяет определить нагрузки на точку подвеса штанг, которые будут возникать при работе насоса в скважине.

Использование дифференциального насоса типа НН-2СПхх/хх позволило увеличить нагрузку на колонну насосных штанг при ходе вниз и тем самым снизить знакопеременные нагрузки, действующие на штанги (табл. 2). Это способствует уменьшению числа обрывов колонн насосных штанг и, как следствие, повышает наработку штанговой колонны.

Однако подбор глубинно-насосного оборудования позволяет производить в строгом соответствии с добычными возможностями скважины, которые предоставляет геологическая служба НГДУ.

Таблица 2. Результаты внедрения насосов НН2СП хх/хх

№ скважины	Тип насоса	Нарботка, сут.	Причина подъема	Причина отказа
1	НН2СП-57/32	278	Нет подачи	Обрыв штанг
2	2СП-57/Б-32	1406	Нет подачи	Обрыв автосцепа
3	НН2СП-57/32	732	Нет подачи	Негерметичность клапанов
4	НН2СП-57/32	679	Клин ГНО	Обрыв штанг
5	НН2СП-45/24	367	Нет подачи	Негермет НКТ
6	НН2СП-57/32	957	Нет подачи	Негермет НКТ
7	НН2СП-45/32	405	Нет подачи	Негерметичность наг. клапана

Для уменьшения влияния кривизны ствола скважины необходимо при подборе глубинно-насосного оборудования использовать технические решения, направленные на снижение нагрузок на колонну насосных штанг.

Для предотвращения обрывов штанговых колонн необходимо обеспечить постоянный мониторинг нагрузок на головку балансира.

Нужно внедрять скребки – центраторы – с последующим монтажом штанговращателей на всех скважинах при наборе кривизны более 8 градусов на 100 метров.

В том случае если колонна насосных штанг эксплуатируется в агрессивных средах с процессом образования коррозии, для повышения надежности, также можно использовать штанги класса К для

предотвращения обрывов или стеклопластиковые штанги.

#### Библиографические ссылки

1. Иванова Т. Н., Емельянов Е. О., Новокионов Д. Н., Вдовина Е. Ю. Исследование работоспособности насоса и выявление причин выхода его из строя // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2016. – № 5. – С. 33–34.
2. Специальные типы штанговых насосов / Б. С. Захаров. – Изд. 2, перераб. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. – 136 с.
3. Патент РФ на ПМ № 39366 от 05.04.04. МПК7 F 04 В 47/00 «Дифференциальный штанговый насос» / Захаров Б. С., Драчук В. Р., Шариков Г. Н.
4. Дифференциальный штанговый насос для наклонных и горизонтальных скважин / Б. Захаров, Г. Шариков, И. Захаров, В. Драчук // Нефтегазовая вертикаль – технологии. – 2015. – № 9.

\* \* \*

*D. N. Novokshonov*, Master's Degree Student, Udmurt State University

*M. N. Baranov*, Master's Degree Student, Udmurt State University

*T. N. Ivanova*, DSc in Engineering, Associate Professor, Tchaikovsky branch of Perm National Research Polytechnic University

### **Reliability Improvement of Sucker-Rod String at Directional and Horizontal Wells**

*More than 90 % of oil wells in Russia are operated with the sucker-rod pumping units. A sucker rod string is the most often failing unit of the pumping equipment. Reliability improvement of sucker-rod string is the most important question during operation of wells sucker-rod pumping units. Failures of the pumping equipment lead to the full stop of wells and, therefore, to oil losses. Cyclical reversal loads are reducing the operation life of sucker-rod strings dramatically and cause the timeless failure of the equipment. Therefore, it is necessary to use modern engineering solutions that reduce this reversal loads. In this paper peculiarities of sucker-rod string operation at directional and horizontal wells are considered.*

**Keywords:** sucker-rod pumping units, sucker rod string, equipment failure, directional and horizontal wells.

Получено: 06.03.17