

УДК 622.276

УСТАНОВКА ЦЕНТРАТОРА В ПРИПЛУНЖЕРНОЙ ЗОНЕ НАСОСА С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ ОСЕВОЙ СИЛЫ, ВОЗНИКАЮЩЕЙ В ШТАНГОВОЙ КОЛОННЕ ПРИ ТАКТЕ НАГНЕТАНИЯ

Кочеков М.А., Якубов Р.Н.

ФГБОУ ВПО Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г.Уфа

e-mail: kochekoff@yandex.ru

Аннотация. Рассмотрена статистика обрывов колонны штанг по элементам конструкции штанговой колонны, типоразмерам насосов и профилю скважины в ОАО «Сургутнефтегаз», НГДУ «Нижнесортымскефть». Показано влияние такта нагнетания на условия изгиба колонны штанг в приплунжерной зоне. Осуществлен расчет места установки центратора с помощью математического программного пакета Maple 15 исходя из максимального прогиба колонны в рассматриваемой зоне для различных типоразмеров насосов, штанговой колонны и угла наклона ствола скважины в данной зоне. Построены графики зависимости с последующим анализом для каждого рассмотренного случая. Даны рекомендации по учету дополнительных сил при такте нагнетания для расчета места установки центратора в приплунжерной зоне.

Ключевые слова: колонна штанг, центратор, штанговый насос, приплунжерная зона, такт нагнетания, осевая сила.

Повышение ресурса приплунжерной зоны штанговой колонны в значительной степени связано с определением правильного места установки центратора, обеспечивающего условия безотказной работы колонны и штангового насоса. Для оценки количества обрывов колонны штанг по элементам конструкции штанговой колонны, типоразмерам насосов и профилю скважины произведено разделение ствола скважины на участки: 1) вертикальный участок в диапазоне глубин (0-100) м (участок а); 2) участок набора кривизны в диапазоне (100-300) м (участок б); 3) участок стабильного наклона $300\text{м} - H_{\text{сп}} = (1200-1400)$ м). Известно, что в ОАО «Сургутнефтегаз», в частности, в НГДУ «Нижнесортымскнефть», НГДУ «Лянторнефть» компоновка колонны штанг, применяемых на скважинах оборудованных штанговыми глубинными насосами (ШГН) имеет двухступенчатую конструкцию, представленную штангами 3/4`` и 7/8`` с соотношением 40% на 60%, то есть, интервал колонны с диаметром 7/8`` будет перекрывать участки (рисунок 1).

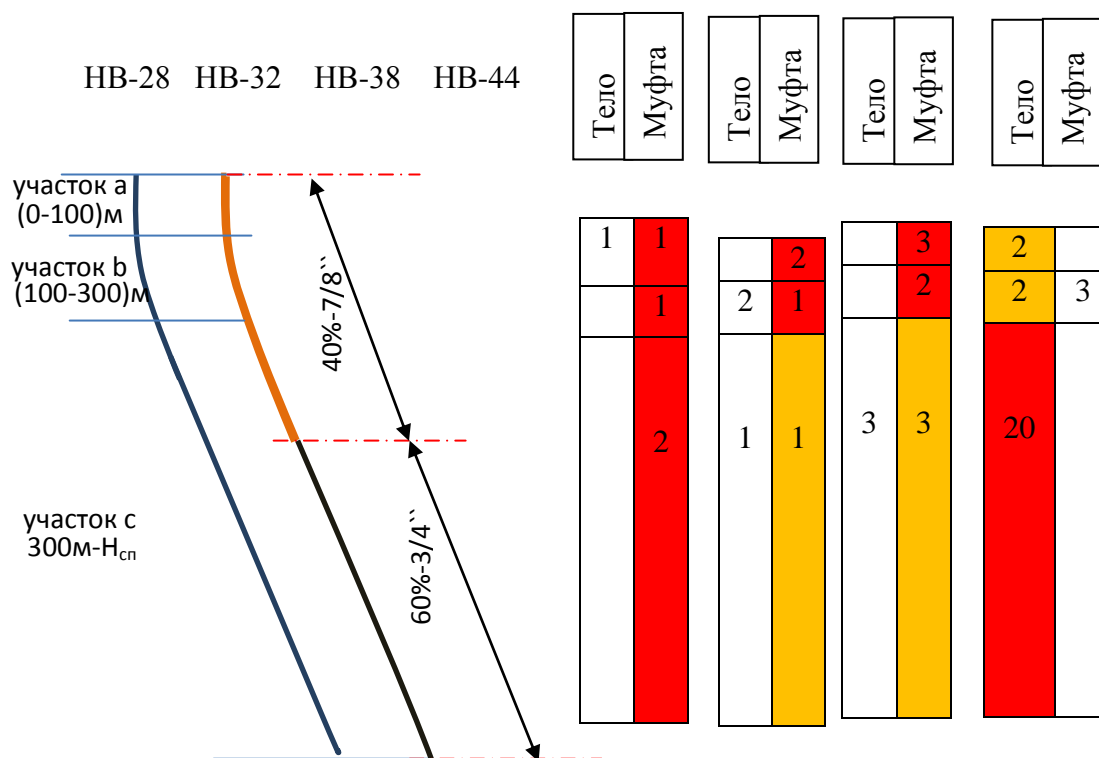


Рисунок 1. Распределение обрывов и колонны штанг по элементам, типоразмерам насосов профилю скважины

Одной из основных причин большого количества обрывов нижней части колонны штанг высокопроизводительных насосов HB-38; HB-44 является действие вышележащего объема скважинной жидкости на относительно большую площадь плунжера насоса, при этом знакопеременные нагрузки приводят к периодическому изгибу приплунжерной зоны колонны и как следствие к обрыву штанг.

Существует несколько методов повышения надежности и снижения частоты обрывов приплунжерной зоны колонны штанг как высокопроизводительных, так и менее производительных ШГН, таких как: установка центраторов, укороченных штанг либо конусной штанги на рассматриваемом участке. Наиболее доступным способом является установка центраторов на определенном расстоянии от плунжера, при этом данная величина зависит от большого количества факторов.

Разложение осевой силы на компоненты показывает, что наиболее неблагоприятными условиями с точки зрения изгиба колонны штанг в приплунжерной зоне является такт нагнетания, так как в данном случае возникают существенные силы препятствующие движению плунжера вниз. Основные препятствующие силы представлены перепадом давления в нагнетательном клапане и давлением в рабочей области насоса равное гидростатическому давлению столба жидкости на всю площадь плунжера.

Распределение компонентов осевой силы при такте нагнетания представлено на рисунке 2.

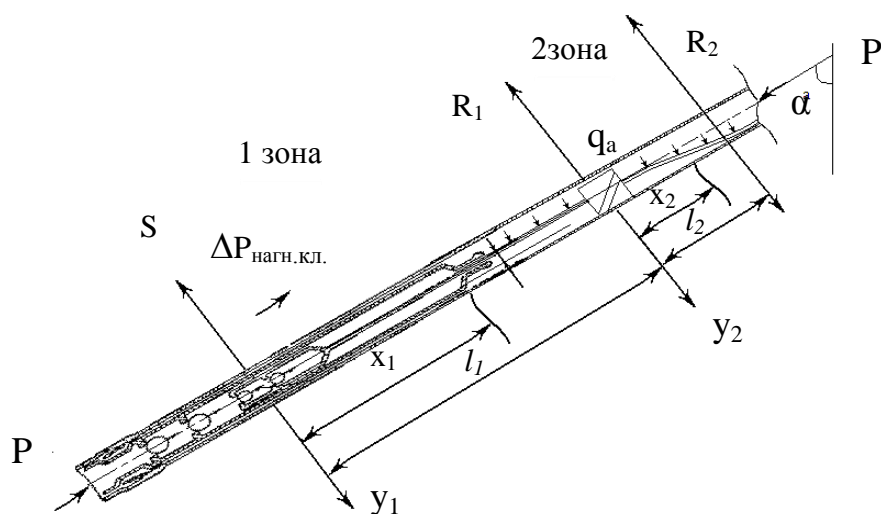


Рисунок 2. Схема расположения центратора в приплунжерной зоне колонны штанг

Известно, что при течении продукции нефтяных скважин через узлы всасывающих и нагнетательных клапанов часть энергии тратится на преодоление местных сопротивлений, что как следствие приводит к возникновению дополнительной силы сопротивления движению плунжера ШГН при ходе вниз. Пользуясь данными экспериментальных исследований А.М. Пирвердяна и Г.С.Степановой представим, что через клапанную пару проходит скважинная жидкость с полностью растворенным попутным газом ($P \geq P_{нас}$)[3], в этом случае расчет перепада давления между выкидом насоса и рабочей областью цилиндра при нагнетании имеет следующий вид:

а) расход смеси через клапан:

$$Q_{кл} = Q_{ж}(P_i); \quad (1)$$

$$Q_{ж}(P_i) = \frac{Q_{ж.ст}}{(1-B) \cdot 86400} \cdot \left[b_{н.и} + \frac{B}{1-B} \right]; \quad (2)$$

где $Q_{кл}$ - расход смеси через клапан, м³/сут;
 $Q_{ж}(P_i)$ - расход жидкости при давлении P_i , м³/сут;
 $Q_{ж.ст}$ - расход жидкости при стандартных условиях, м³/сут;
 $b_{н.и}$ - объёмный коэффициент нефти при давлении P_i , доли.ед.;
 B - обводненность продукции скважины, доли. ед.

б) максимальная скорость движения перекачиваемой жидкостной смеси в седле клапана с учетом неравномерности движения плунжера:

$$v_{max} = \frac{4 \cdot Q_{кл}}{d_{кл}^2}, \quad (3)$$

где $d_{кл}$ – диаметр отверстия в седле клапана, м.

Размеры клапанов для скважинных штанговых насосов приводятся в таблице 2.

в) рассчитывается число Рейнольдса для потока смеси в отверстии клапана:

$$Re_{кл} = \frac{d_{кл} \cdot v}{\gamma_{ж}}; \quad (4)$$

где v – скорость течения потока жидкости через нагнетательный клапан, м/с;

$\gamma_{ж}$ – кинематическая вязкость жидкости, м²/с

г) определяется коэффициент расхода клапана $\mu_{кл}$ данного типа в зависимости от числа Рейнольдса.

Тогда искомый перепад давления в клапане при такте нагнетания ШГН имеет следующий вид:

$$\Delta P_{кл.нагн} = \frac{v_{max}^2 \cdot \rho_{ж}}{2 \cdot \mu_{кл}^2}, \quad (5)$$

где $\rho_{ж}$ – плотность дегазированной жидкости, определяемой из выражения(6).

$$\rho_{ж} = \rho_{н} + (\rho_{в} - \rho_{н}) \cdot V \quad (6)$$

где $\rho_{в}$ – плотность пластовой воды, кг/м³;

$\rho_{н}$ – плотность дегазированной нефти, кг/м³.

Как видно из выражения (5) увеличение диаметра плунжера способствует снижению величины перепада давления в нагнетательном клапане, что, следовательно, не может быть основной причиной большого количества обрывов нижней части колонны штанг высокопроизводительных ШГН.

Установка центратора в данном случае предназначена для уменьшения контактного взаимодействия плунжера с цилиндром насоса, снижения сил трения, а также уменьшения изгибных моментов, возникающих в приплунжерной зоне при такте нагнетания [6]. В рассматриваемом случае участок скважины в зоне расположения плунжера насоса принят прямолинейным с углом искривления α . Уравнение упругой линии, составляемое от плунжера насоса до предполагаемого размещения центратора в соответствии с рисунком 2, имеет следующий вид:

Участок 1

$$EI \cdot \frac{d^2 y_1}{dx_1^2} = -P y_1 + S x_1 + \frac{q \alpha \cdot x_1^2}{2}, \quad (7)$$

где $q \alpha$ – распределенная нагрузка от веса колонны штанг в приплунжерной зоне с учетом угла наклона ствола скважины ($q \alpha = q \cdot \sin \alpha$), Н/м;

P - осевая сила, Н;

S – концевая сила в зоне расположения плунжера, Н.

Решение уравнения:

$$y_1 = A_1 \cdot \sin kx_1 + A_2 \cdot \cos kx_1 + \frac{Sx_1}{P} + \frac{q_a \cdot x_1^2}{2P} - \frac{q_a}{k^2P},$$

где $k = \sqrt{\frac{P}{EI}},$

A_1, A_2 – постоянные интегрирования.

Участок 2

$$\frac{EId^2y_2}{dx^2} = -Py_2 + S \cdot (l_1 + x_2) - Rx_2 + \frac{q_a \cdot x_2^2}{2} + \frac{q_a \cdot l_1^2}{2} + q_a \cdot l_1 \cdot x_2, \quad (8)$$

где R – реакция в месте установки центриатора;

l_1 – расстояние от плунжера до места установки центриатора.

Решение уравнения:

$$y_2 = C_1 \cdot \sin kx_2 + C_2 \cdot \cos kx_2 + \frac{q_a \cdot x_2^2}{2P} + \frac{(S - R + q_a \cdot l_1) \cdot x_2}{P} + \frac{Sl_1}{P} + \frac{q_a \cdot l_1^2}{2P} - \frac{q_a}{Pk^2},$$

где C_1, C_2 – постоянные интегрирования.

Граничные условия в крайних точках и в точке предполагаемой установки центриатора на участке имеют вид:

$$\begin{aligned} \text{при } x_1=0, y_1=0 & \quad \frac{d^2y_1}{dx_1^2} = 0; \\ \text{при } x_1=l_1, x_2=0, y_1=r_1, y_2=r_1 & \quad \frac{dy_1}{dx_1} = \frac{dy_2}{dx_2}; \\ \text{при } x_2=l_2; y_2=r & \quad \frac{dy_2}{dx_2} = 0; \\ & \quad \frac{d^2y_2}{dx_2^2} = 0; \end{aligned} \quad (10)$$

где r_1 – радиальный зазор между НКТ и колонной штанг в месте потенциальной установки центриатора, м;

r_2 – радиальный зазор между колонной штанг и НКТ на участке после предполагаемого места установки центриатора, м;

l_2 – расстояние от места предполагаемой установки центриатора до следующей точки касания колонны штанг об НКТ, м.

Подставляя граничные условия в выражения (10) получим:

$$\left\{ \begin{array}{l} A_2 - \frac{q_a}{k^2 \cdot P} = 0; \\ A_1 \cdot \sin kl_1 + A_2 \cdot \cos kl_1 + \frac{Sl_1}{P} + \frac{q_1 \cdot l_1}{2P} - \frac{q_a}{k^2 \cdot P} = r_1; \\ C_2 + \frac{Sl_1}{P} + \frac{q_a \cdot l_1^2}{2P} - \frac{q_a}{P \cdot k^2} = r_1; \\ A_1 \cdot k \cdot \cos kl_1 - A_2 \cdot k \cdot \sin kl_1 + \frac{S}{P} + \frac{q_a \cdot l_1}{P} = C_1 \cdot k + \frac{S-R-q_a \cdot l_1}{P}; \\ C_1 \cdot \sin kl_2 + C_2 \cdot \cos kl_2 + \frac{q_a \cdot l_2^2}{2P} + \frac{(S-R+q_a \cdot l_1) \cdot l_2}{P} + \frac{Sl_1}{P} + \frac{q_a \cdot l_1^2}{2P} - \frac{q_a}{P \cdot k^2} = r_2; \\ kC_1 \cdot \cos kl_2 - kC_2 \cdot \sin kl_2 + \frac{q_a \cdot l_2}{P} + \frac{S-R+q_a \cdot l_1}{P} = 0; \\ -k^2 C_1 \sin kl_2 - k^2 C_2 \cos kl_2 + \frac{q_a}{P} = 0 \end{array} \right. \quad (11)$$

При этом, в данном уравнении, осевая сила выражается перепадом между давлением создаваемым столбом жидкости над плунжером и давлением в рабочей полости штангового насоса при такте нагнетания.

$$P = -\frac{3.1415}{4} \cdot [\rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H(D_p^2 - d^2) - (\rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H + \Delta P_{\text{кл.нагн.}}) \cdot D_p^2], \quad (12)$$

где P – осевая сила, действующая на колонну штанг, Н;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность добываемой жидкости, кг/м³;

L – длина подвески колонны штанг, м;

D_p – диаметр плунжера, м;

d – средний диаметр колонны штанг, м;

H – вертикальная глубина спуска плунжера насоса, м.

При этом вертикальная глубина спуска, исходя из принимаемого типа скважины, находится по формуле (13):

$$H = 300 + (L - 300) \cdot \cos \alpha \quad (13)$$

Рассматривается влияние типоразмеров плунжера и колонны штанг в приплунжерной зоне на место установки центриатора, исходя из условия, что установка будет осуществляться в точке теоретического касания штанг о колонну НКТ, при этом, точкой касания будет считаться участок где колонна штанг не будет доходить до НКТ 3мм, что является запасом хода штанг по результатам расчета. Известно, что средняя глубина спуска ШГН в Западной Сибири и в ОАО «Сургутнефтегаз», в частности, 1400 м. Физико-химические параметры добываемой жидкости, соответствующие средним показателям в данном регионе (Верхненадымское месторождение, разрабатываемое ОАО «Сургутнефтегаз»), представлены в таблице 1.

Таблица 1. Физико-химические параметры добываемой жидкости

Показатель	Значение
$\rho_{\text{дег.нефти}}$, кг/м ³	842
$\rho_{\text{пл.воды}}$, кг/м ³	1018
b_n , доли.ед.	1,174
$\mu_{\text{кл}}$, доли.ед.	0,8
Обводненность, доли.ед.	0,701

По имеющимся данным, первоначально производится расчет перепада давления в нагнетательном клапане (при такте нагнетания для различных типоразмеров плунжера насоса по формулам (1 – 6)), при этом принимается, что каждый типоразмер обеспечивает подачу при режиме работы станка-качалки с длиной хода полированного штока 3 м и числом качаний 4 кач/мин, коэффициент наполнения насоса берется равным 0,9. Внутренние диаметры седел клапанов и диаметры шариков клапанной пары штанговых насосов различных типоразмеров представлены в таблице 2.

Таблица 2. Размеры клапанной пары в зависимости от типоразмера насоса

Типоразмер	Внутренний диаметр седла, мм	Диаметр шарика, мм
НВ-28	11,890	15,875
НВ-32	14,610	19,050
НВ-38	17,830	23,812
НВ-44	21,080	28,575
НВ-57	26,570	34,925

Результаты расчетов, при условии, что рассчитанная по формуле (6) плотность добываемой жидкости составила 965 кг/м³, представлены в таблице 3.

Таблица 3. Результаты расчета перепада давления в нагнетательном клапане при такте нагнетания для различных типоразмеров насоса

Типоразмер насоса	v_{max} , м/с	$Q_{\text{кл}}$, м ³ /с	ΔP , МПа
НВ-28	0,3680	0,0013	0,1020
НВ-32	0,3180	0,0017	0,0760
НВ-38	0,3020	0,0024	0,0690
НВ-44	0,2980	0,0032	0,0620
НВ-57	0,3060	0,0054	0,0710

Используя полученные данные, осуществляется расчет места установки центризатора относительно плунжера насоса для различных типоразмеров насоса, диаметров штанг в приплунжерной зоне и углов наклона ствола скважин в зоне

установки насоса. Решение системы уравнений (11) осуществлялось с помощью математического программного пакета Maple 15.

Результаты расчетов представлены в виде графиков на рисунках 3 и 4. Анализ полученных графиков показывает, что на место установки центратора в большей степени влияет диаметр штанг в приплунжерной зоне и угол наклона ствола скважины в зоне установки насоса. Влияние типоразмера штангового насоса при такте нагнетания заключается в величине перепада давления, возникающем в нагнетательном клапане, который меняется на тысячные доли для каждого диаметра плунжера при соблюдении одинакового режима работы насоса, и практически не влияет на искомую величину. Исходя из этого, по каждому графику выведены усредненные относительно диаметра плунжера кривые зависимости места установки центратора от угла наклона ствола скважины и сводный график зависимости места установки центратора от диаметра штанг в приплунжерной зоне и угла наклона ствола скважины.

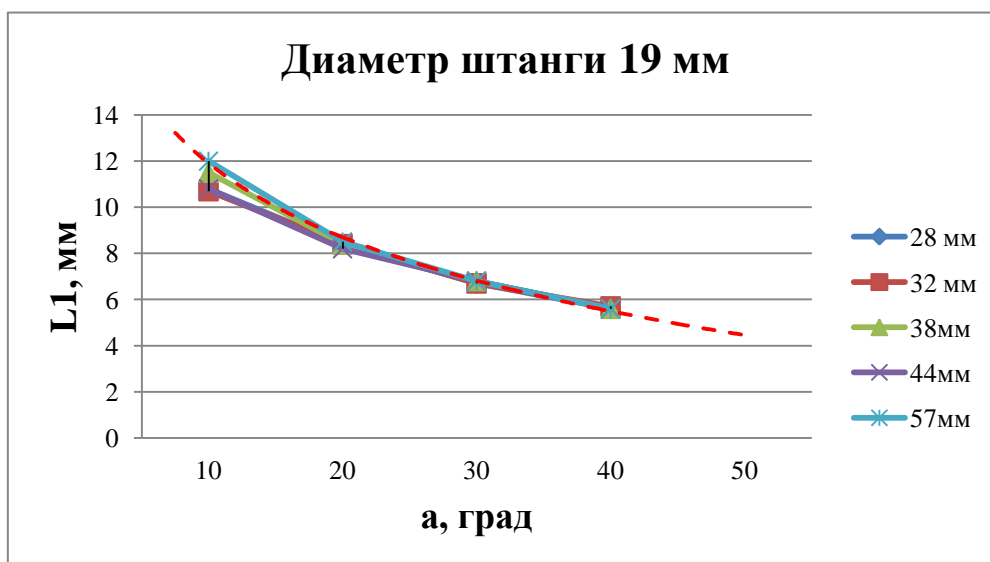


Рисунок 3. График зависимости места установки центратора от диаметра плунжера и угла наклона ствола скважины для диаметра штанг в приплунжерной зоне 19мм

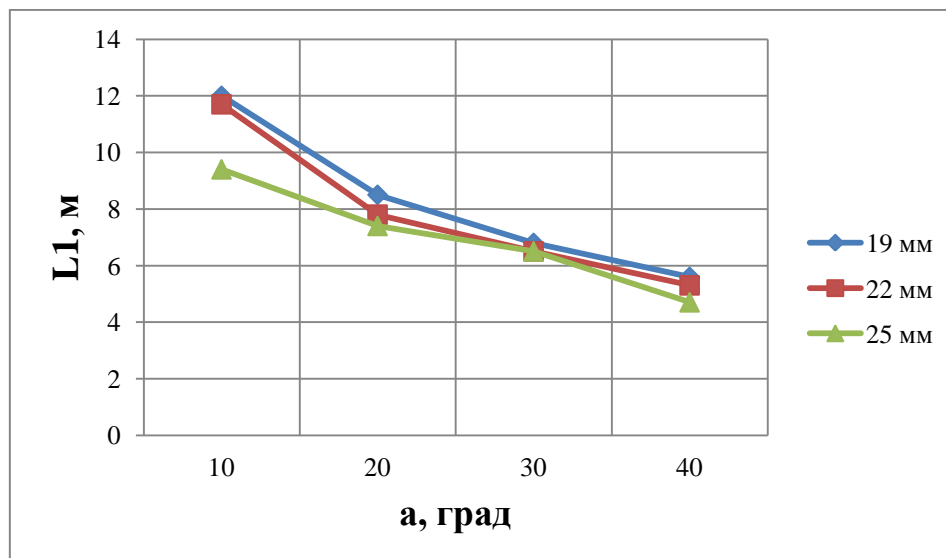


Рисунок 4. Сводный график зависимости места установки центратора от диаметра штанг в приплунжерной зоне и угла наклона ствола скважины

Также замечено, что место установки ближайшего центратора, предотвращающего касание колонны штанг с НКТ при такте нагнетания, сдвигается в противоположную сторону от плунжера с уменьшением угла наклона ствола скважины, причем расчетным путем получено, что максимальный сдвиг не превышает 15 метров, что обусловлено упругими свойствами применяемых в настоящее время типоразмеров насосных штанг.

Более детальный анализ расчетных данных показал, что место установки центратора не зависит от радиального зазора между НКТ и диаметром плунжера и прямо пропорционально зависит от диаметра штанг в приплунжерной зоне. Выявлено, что контакт колонны штанг с НКТ после предполагаемого места установки центратора в зависимости от диаметра колонны штанг и угла наклона варьируется от 1 до 2,5 метров, что является определяющей величиной при подборе межцентраторного расстояния после первого рассчитанного центратора. Количество центраторов определяется зоной статистической обрывности для рассматриваемого типоразмера насоса в данном регионе эксплуатации. Для условий Западной Сибири данная зона на примере штангового насоса в 44 мм составляет от 500 м до глубины установки первого центратора.

Выводы

Таким образом, исходя из приведенной статистики обрывности колонны штанг на рисунке 1, можно сделать вывод, что для эксплуатации высокопроизводительных штанговых насосов (НВ-38, 44, 57) соблюдение условия безотказности колонны и штангового насоса возможно путем установки центраторов в приплунжерной зоне, в наиболее опасной зоне данных насосов,

подверженной максимальным изгибающим моментам при такте нагнетания. Сущность приведенного расчета заключается в ограничении амплитуды изгиба колонны штанг в данной зоне за счёт определения наиболее оптимального места установки центратора.

Основными отличительными особенностями данного расчета в сравнении с существующими, в настоящее время является то, что местом установки первого относительно плунжера центратора, считается участок колонны штанг, на котором теоретически возможно касание колонны с НКТ при такте нагнетания, обеспечивающим наиболее критические изгибные моменты в приплунжерной зоне.

При установке центратора в приплунжерной зоне для обеспечения безобрывности колонны штанг и снижения контактных нагрузок в плунжерной паре необходимо учитывать распределение компонентов осевой силы по колонне штанг при такте нагнетания.

Литература

1. Султанов Б.З., Ишемгузин Е.И. Работа бурильной колонны в скважине. М.: Недра, 1973. 216с.
2. Адонин А.Н. Процессы глубинно-насосной нефтедобычи. М.: Недра, 1964. 264с.
3. Зейгман Ю.В., Гумеров О.А., Генералов И.В. Выбор оборудования и режима работы скважин с установками штанговых и электроцентробежных насосов. Уфа: изд-во УГНТУ, 2000. 120с.
4. Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами. М.: Недра, 1979. 116с.
5. Уразаков К.Р. Эксплуатация наклонно направленных насосных скважин. Уфа: изд-во УГНТУ, 1993. 168с.
6. Ишемгузин И.Е. Об использовании центраторов в штанговой колонне при глубинно-насосной добыче нефти // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2010. №6. С. 23-26.
7. Ишемгузин Е.И., Султанов Б.З. Определение сил действующих на компоновку долото-секционный турбобур с центратором при бурении наклонно направленных скважин //Бурение: реф.науч.-техн. журн./ ВНИИОЭНГ. М.,1971.№2. С. 7-15.

INSTALLATION OF CENTRALIZER IN NEAR PLUNGER ZONE OF PUMP WITH THE INFLUENCE OF AXIAL FORCE ARISING IN THE ROD STRING IN DOWN STROKE

M.A. Kochekov, R.N. Yakubov
FSBEI Ufa state petroleum technical university
e-mail: kochekoff@yandex.ru

Abstract. This article considers the statistics of string rod breaks on the structural elements of a rod string, pump size and profile of the well in OJSC "Surgutneftegas" NGDU "Nizhnesortymyskneft". It shows the discharge stroke impact on the conditions of the rod sag in near plunger zone. The authors calculated the centralizer installation location using Maple 15 based on the maximum string deflection in the considered area for various pump sizes, rod string and the wellbore angle in the area. Dependence diagrams are drawn with subsequent analysis for each considered case. This article gives recommendations for considering the additional forces in the discharge stroke to calculate the installation site of the centralizer in near plunger zone.

Keywords: rod string, centralizer, rod pump, near plunger zone, discharge stroke, axial force.

References

1. Sultanov B.Z., Ishemgizhin E.I. The drill string operation in the well. Moscow, Nedra, 1973. 216 p.
2. Adonin A.N. The processes of downhole oil pumping. Moscow, Nedra, 1964. 264 p.
3. Zeygman Y., Gumerov O.A. Generals I.V. Equipment selection and operation of wells with rod and electric centrifugal pumps. Ufa: Izd UGNTU, 2000. 120 p.
4. Adonin A.N. Oil extraction rod pumps. Nedra, 1979. 116 p.
5. Urazakov K.R. Operation of directional wells. Ufa: Izd UGNTU, 1993. 168p.
6. Ishemguzhin I.E. On the use of centralizers in the rod string with downhole pumping oil //Equipment and technologies for oil and gas. 2010. № 6. P. 23-26.
7. Ishemguzhin E.I., Sultanov B.Z. Determination of forces acting on the bit-cell layout with turbodrill directional centering drilling wells //Drilling: ref. sie: tech. journal. / VNIIOENG.M., 1971. № 2. P. 7-15.

Сведения об авторах

Кочеков М. А., аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО УГНТУ

M.A. Kochekov postgraduate of the department «Development and exploitation of oil and gas fields», FSBEI USPTU

e-mail: kochekoff@yandex.ru

Якубов Р. Н., аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО УГНТУ

R.N. Yakubov, postgraduate of the department «Development and exploitation of oil and gas fields», FSBEI USPTU

e-mail: rav_rb@bk.ru