ется на состоянии ПЗП, так как устраняется возможность проникновения фильтратов технологических жидкостей в эту зону.

В настоящее время наблюдается тенденция проведения интенсификационных работ с помощью колтюбинговых установок, поиска новых технологических решений и разработки новых рецептур рабочих составов при проведении КРС. При использовании ОГНКЭ при проведении ремонтных работ за счет большого количества нефтяной фазы происходит гидрофобизация продуктивного пласта, снижается степень проникновения воды в пласт, облегчается освоение скважин, так как наличие газовой фазы обеспечивает лучшее очищение ПЗП от продуктов реакции, а присутствие ПАВ в составе улучшает вынос мелких частиц из скважины.

Список литературы

1. Амиян В. А., Амиян А. В., Казакевич Л. В. и др. Применение пенных систем в нефтегазодобыче. – М.: Недра,1987. – 229 с.
2. Зейгман Ю. В., Карпов А. А. Применение нефтекислотных эмульсий при разработке месторождений с карбонатными коллекторами // Нефтегазовое дело. 2007. – Том 5. – № 1. – С. 76-80.
3. Молчанов А. Г., Вайншток С. М. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибкой трубы. – М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. – 304 с.
4. Пат. 2451175 РФ. Е 21 В 43/27, Е 21 В 43/22. Способ обработки призабойной зоны низкопроницаемого терригенного пласта / Е. В. Паникаровский, А. В. Кустышев, Д. А. Кустышев и др. (РФ). – № 2010151580, заяв. 15.12.10; Опубл. 14.07.12, бюл. № 18.
5. Пат. 2459948 РФ. Е 21 В 43/27. Способ поинтервальной обработки призабойной зоны пластов нефтегазовой скважины (варианты) / Д. А. Кустышев, А. В. Кустышев, А. В. Немков и др. (РФ). – № 2011109615, заяв. 14.03.11; опубл. 27.08.12, бюл. № 24.

Сведения об авторе

Паникаровский Евгений Валентинович, *к. т. н, доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8 (3452)286697 , e-mail: 273014@gmail.com*

Panikarovsky E. V*., Candidate of Technical Sciences, associate professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8 (3452)286697, e-mail: 273014@gmail.com*

УДК 622.233.62-83

КОЛЕБАНИЯ КОЛОННЫ ТРУБ ОТ НЕСБАЛАНСИРОВАННЫХ МАСС ВРАЩАТЕЛЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

PIPE STRING VIBRATIONS CAUSED BY TOP DRIVE RIG MASS IMBALANCE

Э. А. Петровский, К. А. Башмур

E. A. Petrovsky, K. A. Bashmur

Сибирский Федеральный университет, г. Красноярск

Ключевые слова: ***система верхнего привода (СВП), буровая установка, бурильная колонна, колебание, вибрация***

Key words: ***top drive system (TDS), drilling rig, drilling string, vibrations, drill tower***

Как показывает практика, в большинстве случаев машиностроительные и буровые компании оснащают свои установки верхними приводами импортного производства. Но поскольку отечественные буровые установки изначально не проектировались для работы с верхними приводами, то помимо несомненных преимуществ у них появляется и ряд недостатков.

Одним из существенных недостатков использования верхнего привода стала вибрация комплекса «система верхнего привода (СВП) — буровая установка (БУ) — колонна труб — долото» (рис. 1), которая приводит к выходу из строя креплений привода к буровой установке, снижению прочности колонны труб, трубной резьбы и талевого каната (вследствие накопления усталостных повреждений), преждевременному износу долота и другим последствиям, отрицательно влияющим на надежность системы в целом. Усугубляет ситуацию и изношенный фонд буровых установок в РФ.

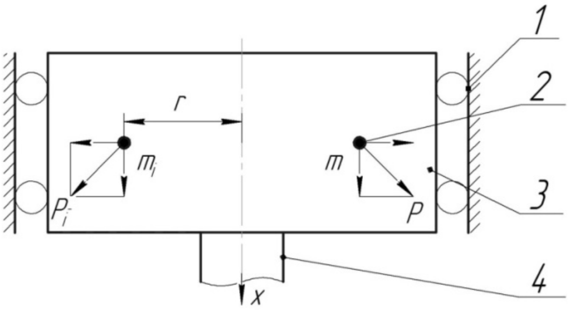

Рис. 1. ***Механическая модель. Несбалансированные массы вала вращателя буровой установки:***
1 — направляющие рельсы;
2 — дебаланс;
3 — коробка привода СВП;
4 — выходной вал (колонна труб);
m_i — эксцентричные массы;
r — эксцентриситет

Гармоническая сила ($P{\cdot}\sin wt$) с частотой w обусловлена действием центробежных сил от несбалансированных масс вала и рабочего колеса, кинематическими неточностями изготовления, быстрой изнашиваемостью ввиду тяжелых условий нагружения и т. д. Таким образом, колебания имеют локализованный источник, а распространяются на всю систему «СВП — БУ — колонна труб — долото», с одной стороны, через направляющую и крюк на мачту вышки и буровое оборудование, с другой стороны, через выходной вал вращателя на колонну труб. Причем под колонной труб подразумевается как бурильная колонна, так и обсадная колонна, бурение на которой в России приобретает все большее развитие, где верхний привод является необходимым атрибутом [1].

Вынуждающую (гармоническую) силу можно выразить как

$$P(t) = P_{\max}\sin(wt+\phi) = \sum_{i=1}^{N} P_i \sin(wt+\phi) = \sum_{i=1}^{N} m_i r w^2 \sin(wt+\phi)\,. \qquad (1)$$

Пользуясь вторым законом Ньютона для несбалансированной колонны, получим

$$\begin{cases} Ma_z = P_z - P_{z_c} - P_{z\,упр}, \\ Ma_y = P_y - P_{y_c} - P_{y\,упр}, \end{cases} \qquad (2)$$

где M — масса привода; z, y — взаимно перпендикулярные плоскости для x; P_c — сила сопротивления; $P_{упр}$ — сила упругости.

Раскроем значения сил

$$\begin{cases} Mz'' = P_{\max}\cos(wt+\phi) - \beta z' - kz, \\ My'' = P_{\max}\sin(wt+\phi) - \beta y' - ky, \end{cases} \qquad (3)$$

где β — коэффициент сопротивления (затухания); k — жесткость.

Разделив левую и правую часть на M в (2), получим

$$\begin{cases} \dfrac{d^2z}{dt^2} + 2n\dfrac{dz}{dt} + k_d{}^2 z = p_{\max}\cos(wt+\phi), \\ \dfrac{d^2y}{dt^2} + 2n\dfrac{dy}{dt} + k_d{}^2 y = p_{\max}\sin(wt+\phi), \end{cases} \qquad (4)$$

где $k_d{}^2 = \dfrac{k}{M}$ — динамическая жесткость; $n = \dfrac{\beta}{2M}$ — приведенный коэффициент затухания; $p_{\max} = \dfrac{P_{\max}}{M}$ — приведенная сила инерции.

Динамическая жесткость является функцией характеристик жесткости СВП и направляющей. Величина n отражает влияние на частоту собственных колебаний сопротивления движения (трения, среды и ветровых нагрузок). Значения для n определяются на основе натурных исследований собственных колебаний устройства СВП и направляющей.

Уравнение (4) представляет собой систему неоднородных дифференциальных уравнений второго порядка. Положив для простоты начальную фазу равной нулю, решение будем искать в комплексном виде

$$u(\mathrm{t}) = \hat{u}_0 e^{ivt}, \tag{5}$$

где $u = z + iy$; $\hat{u}_0 = u_0 e^{i\varphi}$— комплексная амплитуда колебаний; u_0 — амплитуда колебаний.

Вынуждающая сила при этом

$$\hat{P}(t) = \hat{p}_{max} e^{ivt}. \tag{6}$$

Тогда уравнение (4) можно записать в виде

$$u'' + 2nu' + k_d^2 u = \hat{p}_{max} e^{ivt}. \tag{7}$$

Левая часть уравнения (6) выражает гармонические затухающие колебания, а правая часть — вынужденные колебания частотой w.

Комплексную амплитуду $\hat{u}_0$ найдем, подставив (5) в (7)

$$(-w^2 + 2inv + k_d^2)\hat{u}_0 e^{ivt} = \hat{p}_{max} e^{ivt}. \tag{8}$$

Отсюда

$$\hat{u}_0 = \frac{\hat{p}_{max}}{k_d^2 - w^2 + 2inw}. \tag{9}$$

Найдем амплитуду колебаний u_0 как модуль комплексной амплитуды

$$u_0 = \frac{P_{\max}}{M\sqrt{(k_d{}^2 - w^2)^2 + (2nw)^2}} = \frac{rw^2 \sum_{i=1}^{N} m_i}{M\sqrt{(k_d{}^2 - w^2)^2 + (2nw)^2}}, \tag{10}$$

что совпадает с полученным в [2] выражением для амплитуды вынужденных колебаний, но получено проще — методом комплексных амплитуд.

Фаза колебаний при этом

$$tg\varphi = \frac{Im\hat{u}_0}{Re\hat{u}_0} = \frac{2nw}{w^2 - k_d^2}. \tag{11}$$

Выражение (10) представляет собой амплитудно-частотную характеристику вынужденных колебаний СВП. Как нетрудно заметить, максимум значения амплитуды можно наблюдать при значении частоты $w_u = \dfrac{k_\partial^2}{\sqrt{k_\partial^2 - 2n}}$, а при приближении к ней — с меньшей частотой, равной $w = k_\partial$ (рис. 2). В области высоких частот амплитуда конечна и стремится к $\dfrac{P_{\max}}{M}$ (подвод энергии обеспечивается лишь внешней силой).

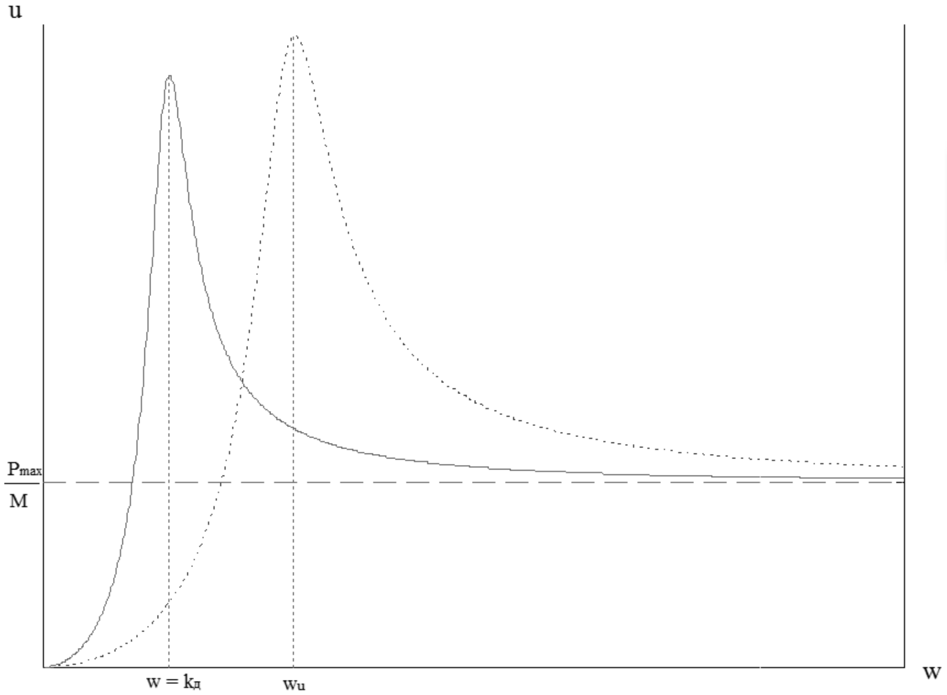

Рис. 2. ***АЧХ вынужденных колебаний СВП***

Методы защиты системы «СВП — БУ — колонна труб — долото» от вибрации в целом такие же, как уже применяющиеся в условиях буровой. К основным из них можно отнести: 1) использование демпферов/виброгасителей совместно с СВП для уменьшения влияний вибраций на устьевое оборудование, в том числе усталостные разрушения; 2) применение компоновок легкосплавных и стальных труб в целях поглощения и отражения вибраций, защиты долота, особенно остро эта проблема стоит с долотами PDC; 3) увеличение жесткости вышеупомянутой системы усилением металлоконструкции вышки или направляющей, в том числе для ухода от резонансных частот; 4) варьирование параметров режимов бурения. Особо стоит отметить способ снижения вибраций, заключающийся в использовании более совершенных конструкций приводов, редукторов, то есть исключение самого локального источника вибраций.

Таким образом, были сделаны следующие выводы:

- на основе механической модели вращателя буровой установки составлено дифференциальное уравнение динамики работы СВП, решением которого являются аналитические зависимости перемещений от времени $u(t)$, характеризующие природу колебаний системы «верхний привод — буровая установка — колонна труб — долото»;
- на базе аналитических зависимостей методом комплексных амплитуд произведен анализ вынужденных колебаний СВП;
- Показаны возможные методы защиты системы от несбалансированных масс привода, наибольшая результативность при этом будет достигаться при использовании современных приводов, редукторов и т. д.

Список литературы

1. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
2. Башмур К. А., Петровский Э. А. Динамика системы верхнего привода буровой установки. Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 5. – С.4-7.

Сведения об авторах

Петровский Эдуард Аркадьевич*, д. т. н., профессор, Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, тел. 8 (391)2062893, e-mail: bashmur@bk.ru*

Башмур Кирилл Александрович*, аспирант, Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, тел. 8 (391)2062861, e-mail: bashmur@bk.ru*

Petrovsky E. A., *Doctor of Technical Sciences, Siberian Federal University, Krasnoyarsk, phone: 8 (391)2062893, e-mail: bashmur@bk.ru*

Bashmur K. A., *postgraduate of Siberian Federal University, Krasnoyarsk, phone: 8 (391)2062861, e-mail: bashmur@bk.ru*

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

УДК 658.264

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ НАЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДОЙ

MATHEMATICAL MODELLING OF GROUND-SURFACE PIPELINES INTERACTING WITH ENVIRONMENT

Ю. Д. Земенков, Б. В. Моисеев, К. Н. Илюхин, Н. В. Налобин

Yu. D. Zemenkov, B. V. Moiseev, K. N. Ilyukhin, N. V. Nalobin

Тюменский государственный нефтегазовый университет, Тюменский государственный архитектурно-строительный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***трубопровод, теплоизоляция***

Key words: ***heat pipeline, heat insulation***

В настоящее время на нефтяных и газовых месторождениях монтируют различные трубопроводы (газопроводы, нефтепроводы, водопроводы, теплопроводы) при подземной и надземной прокладке.

При анализе нормативных расчетных и фактических потерь теплоты трубопроводами выявлены значительные расхождения. В связи с этим на основании проведенных исследований авторами была опубликована серия работ по температурным режимам в изоляции трубопроводов различных назначений и разных типов прокладок [1].

При обустройстве нефтяных и газовых объектов зачастую применяют надземную прокладку, которая выполняется по поверхности земли на низких опорах различных конструкций [2]. Из анализа, проведенного авторами, следует, что этот способ является основным для незастроенной территории, а на промышленных площадках и в жилой зоне применяется там, где это допускается планировкой. Его применение уменьшает тепловое воздействие на мерзлый грунт, обеспечивает надежность работы, простоту устройства и удобство эксплуатации трубопроводов.

С учетом сложности различных систем трубопроводов для эффективной их работы и повышения надежности было принято математическое моделирование.